Atena
Editora
Ano 2021

AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE FLUXO DE CAIXA ATRAVÉS DE PLANILHAS DINÂMICAS: ESTUDO DE CASOS

Andreza de Oliveira Miranda
Natália Hinkelmann Padilha
Sávio Raider Matos Sarkis
Ketson Patrick de Medeiros Freitas
Ana Carolina Monte Almeida

AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE FLUXO DE CAIXA ATRAVÉS DE PLANILHAS DINÂMICAS: ESTUDO DE CASOS

Andreza de Oliveira Miranda
Natália Hinkelmann Padilha
Sávio Raider Matos Sarkis
Ketson Patrick de Medeiros Freitas
Ana Carolina Monte Almeida

Editora Chefe
Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira
Assistentes Editoriais
Natalia Oliveira
Bruno Oliveira
Flávia Roberta Barão
Bibliotecária
Janaina Ramos
Projeto Gráfico e Diagramação
Natália Sandrini de Azevedo
Camila Alves de Cremo
Luiza Alves Batista
Maria Alice Pinheiro
Imagens da Capa
Shutterstock
Edição de Arte
Luiza Alves Batista
Revisão
Os Autores

Todos os manuscritos foram previamente submetidos à avaliação cega pelos pares, membros do Conselho Editorial desta Editora, tendo sido aprovados para a publicação com base em critérios de neutralidade e imparcialidade acadêmica.

A Atena Editora é comprometida em garantir a integridade editorial em todas as etapas do processo de publicação, evitando plágio, dados ou resultados fraudulentos e impedindo que interesses financeiros comprometam os padrões éticos da publicação. Situações suspeitas de má conduta científica serão investigadas sob o mais alto padrão de rigor acadêmico e ético.

Ciências Agrárias e Multidisciplinar

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

Ano 2021

Atena
Editora

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

Ano 2021

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

Avaliação econômica de fluxo de caixa através de planilhas dinâmicas: estudo de casos

Bibliotecária: Janaina Ramos
Diagramação: Camila Alves de Cremo
Correção: Mariane Aparecida Freitas
Edição de Arte: Luiza Alves Batista
Revisão: Os Autores

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

A945 Avaliação econômica de fluxo de caixa através de planilhas dinâmicas: estudo de casos / Andreza de Oliveira Miranda, Natália Hinkelmann Padilha, Sávio Raider Matos Sarkis, et al. - PR: Atena, 2021.

Outros autores
Ketson Patrick de Medeiros Freitas
Ana Carolina Monte Almeida

Formato: PDF
Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader
Modo de acesso: World Wide Web
Inclui bibliografia
ISBN 978-65-5983-125-8
DOI 10.22533/at.ed.258213105

1. Economia. 2. fluxo de caixa. 3. Petróleo. 4. Simulador. I. Miranda, Andreza de Oliveira. II. Padilha, Natália Hinkelmann. III. Sarkis, Sávio Raider Matos. IV. Título.

CDD 330

Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166

Atena Editora
Ponta Grossa – Paraná – Brasil
Telefone: +55 (42) 3323-5493
www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br

Ano 2021

DECLARAÇÃO DOS AUTORES

Os autores desta obra: 1. Atestam não possuir qualquer interesse comercial que constitua um conflito de interesses em relação ao artigo científico publicado; 2. Declaram que participaram ativamente da construção dos respectivos manuscritos, preferencialmente na: a) Concepção do estudo, e/ou aquisição de dados, e/ou análise e interpretação de dados; b) Elaboração do artigo ou revisão com vistas a tornar o material intelectualmente relevante; c) Aprovação final do manuscrito para submissão.; 3. Certificam que os artigos científicos publicados estão completamente isentos de dados e/ou resultados fraudulentos; 4. Confirmam a citação e a referência correta de todos os dados e de interpretações de dados de outras pesquisas; 5. Reconhecem terem informado todas as fontes de financiamento recebidas para a consecução da pesquisa.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por me conceder a vida e saúde durante esta etapa de minha formação acadêmica e profissional, e a Nossa Senhora Aparecida por me guiar em toda essa caminhada.

A toda a minha família, em especial minha mãe Maria Aglaide, pela educação e incentivo a buscar conhecimento, e me apoiando para persistir nessa caminhada, além de renuncias em prol da dedicação incansavél para o meu bem. Assim como meu irmão Anderson, pelos conselhos e conversas durante esta caminhada.

Ao meu noivo Odilio, que me incentivou sempre a buscar o conhecimento, dedicação em me ajudar em todos os percauços, e amor em todos os momentos dificeis durante essa caminhada.

Um agradecimento especial ao meu tio Eucino, que mesmo não podendo se fazer presente, sempre terá um lugar guardado em meu coração, pelo total apoio em minha educação e felicidade, sendo uma fonte de força e coragem durante minha caminhada. Minha eterna gratidão.

Aos meus amigos desde escola, Kaio, Gabriela, Larissa, Jennifer por persistirem em nossa amizade, com certeza irá durar muito anos. Aos meus colegas da faculade, em especial Natália, Victor, Feranando, Daniela por todas as conversas, incentivos, trabalhos em grupo e por me fazer acreditar que cada desepero para prova, trabalho, apresentação e notas, um dia tem fim.

Aos Professores Sávio Sarkis, Cristianlia Amazonas, Joemes Simas, Ketson Patrick, Ana Carolina pelas palavras de carinho, que muitas vezes foram palavras de coragem para continuar em frente, pelos ensinamentos e cobranças durante a graduação, pois foram fundamentais para meu futuro profissional.

Agradeço aos meus orientadores Prof. MSc. Sávio Raider Matos Sarkis e Prof. Ketson pela sabedoria e paciência com que me guiaram nesta trajetória.

A minha querida Prof. Msc. Ana Carolina Monte Almeida pela paciência e amizade nas horas mais difíceis, suas palavras de coragem me ajudaram a ter conforto e determinação.

Obrigado a todos

SUMÁRIO

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

API - American Petroleum Institute.

CNP - Conselho Nacional de Petróleo.

Commodity - Produtos que funcionam como matéria-prima, produzidos em escala e quepodem ser estocados sem perda de qualidade.

E&P - Exploração e Produção.

IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

MME - Ministério de Minas e Energia.

O&G - Óleo e Gás.

Offshore - "Afastado da costa", na tradução para o português, empresa produz e prestaserviços no mar.

Onshore - "Na costa", em tradução livre, é um termo utilizado para identificar todo a produção e serviços prestados em terra na indústria petrolífera.

PEM - Programa Exploratório Mínimo.PIB - Produto Interno Bruto.

PIR - Taxa de razão lucro/ investimento (profit-to-investment ratio).

RESUMO

O presente trabalho teve o intuito de compreender como o petróleo vem sendo a commodity estrategicamente mais importante do mundo por muitas décadas e, a partir do conceito das reservas de petróleo, mostrar a necessidade de se mensurar os índices economicos para uma avaliação de investimento futuro. Com auxilio da plataforma computacional, Excel 2010, foi desenvolvido um simulador, onde se avaliou os dados a partir de sites, livros, artigos e trabalhos desenvolvidos na área. Para verificar a funcionalidade e com objetivos de se analisar o simulador, foram escolhidos dois campos de estudo onshore (Bacia do Solimões) e offshore (Bacia de Campos), cujo houve a verificação do fluxo de caixa de uma reserva petrolífera, foram selecionados os principais preceitos para formulação do simulador, e assim cálculo dos mesmos. Portanto, ao fim do trabalho foi possível avaliar que os resultados obtidos na avaliação foram satisfatórios, e a necessidade desse estudo decorre de questões decisivas presentes na indústia de óleo e gás, em que se devem solucionar problemas em relação a perdas e ganhos, além de estimar a viabilidade de projetos, para empresas através de análises econômicas.
PALAVRAS - CHAVE: Índices econômicos, fluxo de caixa, petróleo, simulador.

ABSTRACT

This work focused to underst and how oil has been the strategically most important commodity in the world for many decades and, based on the concept of oil reserves, show the need to measure economic indices for future investment evaluation. With the aid of the computational platform, Excel 2010, a simulator was developed, which evaluated the data from websites, books, articles and works developed in the area. To verify the functionality and in order to analyze the simulator, two onshore (Solimões Basin) and offshore (Campos Basin) fields of study were selected, and the cash flow from an oil reserve was selected. Precepts for formulating the simulator, and thus calculating them. Therefore, at the end of the work it was possible to evaluate that the results obtained in the evaluation were satisfactory, and the necessity of this study stems from the decisive questions present in the oil and gas industry, in which problems in relation to losses and gains must be solved, to estimate the viability of projects for companies through economic analysis.
KEYWORDS: Economic indices, cash flow, oil, simulator.

INTRODUÇÃO

O presente trabalho é um esforço na tentativa de entender como o petróleo vem sendo a commodity estrategicamente mais importante do mundo por muitas décadas e, a partir do conceito das reservas de petróleo, mostrar a necessidade de se mensurar os índices econômicos para uma avaliação de investimento futuro.

A pesquisa refere-se à importância desde início da exploração do petróleo, até a afirmação do produto na sociedade. Dessa forma, são aferidos os resultados que são imprescindíveis às facilidades, às comodidades da vida moderna e no desenvolvimento da economia mundial e nacional.

Buscando inicialmente compreender as operações de desenvolvimentos de campos, que através de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, como nos modelos usualmente empregados pelos países contratadores, a atividade é dividida em dois períodos, será discutido o período de exploração e o período de produção (AMUI,2010).

No primeiro período, executam-se as operações de exploração de área, obtendo-se informações geológicas da formação, utilizando os métodos de prospecção os quais são estudos necessários com objetivo de identificar se em uma determinada região contém ou não acumulação efetiva de hidrocarbonetos, e assim dar continuidade ao processo de exploração (SOUZA, 2006).

No período contratual de produção, caso tenha havido descoberta considerada comercial, serão executadas operações de desenvolvimento de campo, iniciará preparação da descoberta para produzir, seguidas das operações de produção dos hidrocarbonetos encontrados (SOUZA; SILVA, 2016).

Contudo, para as grandes empresas petrolíferas é de suma importância análises de dados, pois a partir disso serão tomadas decisões para aplicação de recursos. Por isso, uma das primeiras tarefas a serem realizadas é o desenvolvimento de uma estratégia para alcançar máxima produção, dentro dos limites físicos e econômicos existentes (BITTENCOURT, 1997; BITTENCOURT; HORNE, 1997; GUYAGULER et al., 2000; GUYAGULER; HORNE, 2000).

Na qual a determinação da estratégia é tratada como um problema de otimização de alternativas para o desenvolvimento de um campo de petróleo, o qual considera o potencial petrolífero das áreas ofertadas (CUNHA, 2007).

Devido ao grande número de variáveis que um engenheiro de reservatório deve considerar de forma a alcançar a melhor estratégia para o desenvolvimento do campo. Atualmente, o processo de escolha do valor de cada uma dessas variáveis é feito de forma manual. Deste modo, será otimizado para que permita avaliar diferentes perfis de produção para diferentes configurações, de forma a determinar a alternativa ótima do ponto de vista econômico sob as restrições técnicas existentes, torna-se bastante importante.

Para isso, é necessário o conhecimento das principais fontes de incerteza na decisão sobre o valor de um projeto são quantidade e qualidade das reservas de um campo – variável interna definida por fatores geológicos – e preço do petróleo – variável externa definida por fatores de mercado (SANTOS, R. N. M. dos; KOBASHI, N. Y., 2006).

Diante exposto, se pretende aperfeiçoar a previsão de reservatórios petrolíferos,

conhecidos e delimitados, dentro dos limites físicos e econômicos existentes, isto é, elaborar o fluxo de caixa analisando resultados anuais anteriores dos reservatórios do Solimões e Campos, verificando a rentabilidade destes para empresa no âmbito local e nacional. Também realizando avaliação com auxílio de simulador que será desenvolvido, em uma plataforma computacional, cujo estudo econômico determinará se o projeto de exploração e produção de petróleo e gás natural é considerado ou não viável.

OBJETIVOS

OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver um simulador de fluxo de caixa para a avaliação econômica de reservatórios petrolíferos, com enfoque na verificação da rentabilidade anual.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar os indicadores econômicos de fluxo de caixa pra reservatórios petrolíferosda Bacia do Solimões, no Amazonas e da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro;
- Avaliar a taxa de lucro/investimento na produção (PIR), para as duas Bacias consideradas no estudo de caso;
- Obter o custo do valor presente por unidade de barril para as duas Bacias consideradasno estudo de caso.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

1 I PETRÓLEO NO CENÁRIO MUNDIAL E NACIONAL

A palavra “petróleo” vem do latim – Petra (pedra) e Oleum (óleo), este é definido como composto de hidrocarbonetos em seus três estados (sólido, líquido e gasoso), e contém pequenas quantidades de compostos de enxofre, oxigênio e nitrogênio. Dentre as várias teorias sobre o surgimento do Petróleo, a mais provável é que o petróleo tenha surgido de restos orgânicos de vida aquática de animais e vegetais acumulados no fundo de lagos e mares sofrendo transformações químicas ao longo de milhares de anos, transformando-se em massas homogêneas viscosas de coloração negra, denominadas jazidas de petróleo (THOMAS, 2001). O petróleo possui fundamental importância desde início da humanidade, com crescente afirmação do produto na sociedade. Dessa forma, tornou-se imprescindível às facilidades, às comodidades da vida moderna e no desenvolvimento da economia mundial e nacional.

No cenário mundial, o início e a sustentação do processo de busca do petróleo na sociedade moderna datam de 1859, com a descoberta do Cel. Drake ao iniciar a exploração comercial em Tittusville, Pensilvânia nos EUA, o primeiro poço tinha apenas 21 metros de profundidade, e produzia 2 m^3/ dia de óleo. Posteriormente, com a descoberta que destilação do petróleo resultava em demais produtos com grande margem de lucro, fora substituídos o carvão e o óleo de baleia, dando início à era do petróleo (THOMAS, 2001).

A partir de então, a indústria petrolífera teve grande expansão, principalmente nos Estados Unidos e na Europa. O petróleo passou a ser utilizado em larga escala, especialmente após a invenção dos motores a gasolina e a óleo diesel (ANEEL, 2005).

Em decorrência do crescimento mundial, houve surgimento de crises gerando picos de alta de seu preço, após a Segunda Guerra Mundial, devido ao controle exercido pelas nações do Oriente Médio. Nos anos de 1973 e 1974 o petróleo teve um aumento relativo de 400% em seu preço, atingindo os Estados Unidos e Europa desestabilizando a economia por todo o mundo (GASPARETTO JUNIOR, 2014).

No ano de 1979, houve o segundo choque do petróleo, que paralisou a produção no Irã, pressionando o preço do barril de óleo que teve um grande aumento na época. Nos anos de 1990 e 1991, o Iraque invadiu o Kwait e por isso, tornou-se alvo de uma ofensiva militar comandada pelos Estados Unidos, gerando incertezas sobre a produção na região e pressionando o preço do barril durante a assim chamada Guerra do Golfo (LUSTOSA, 2002).

Nos anos seguintes de 1980 e 1990, os avanços tecnológicos reduziram os custos de exploração e produção, criando um novo ciclo econômico para a indústria petrolífera. As reservas mundiais já desenvolvidas, em 1996, eram 60% maiores que no ano de 1980 (THOMAS, 2001).

Segundo, Penrose (1968), Yergin (1994) e Martins (2008), a indústria petrolífera está presente no centro do sistema produtivo contemporâneo, pois o petróleo é (ainda) a principal fonte de energia que move a produção material, e demais setores industriais que fundamentaram seu desenvolvimento, como o setor automotivo, o aeronáutico, o químico, o de materiais sintéticos, o de adubos, entre outros.

Por ser a principal fonte de energia global, os países que detêm esse produto em seus domínios territoriais possuem riqueza e poder. Atualmente, os dez maiores produtores de petróleo do mundo são: Estados Unidos da América, Arábia Saudita, Rússia, Irã, Iraque, Canadá, Emirados Árabes, China, Kuwait e Brasil. Abaixo no gráfico 1, mostra os maiores produtores mundiais de petróleo.

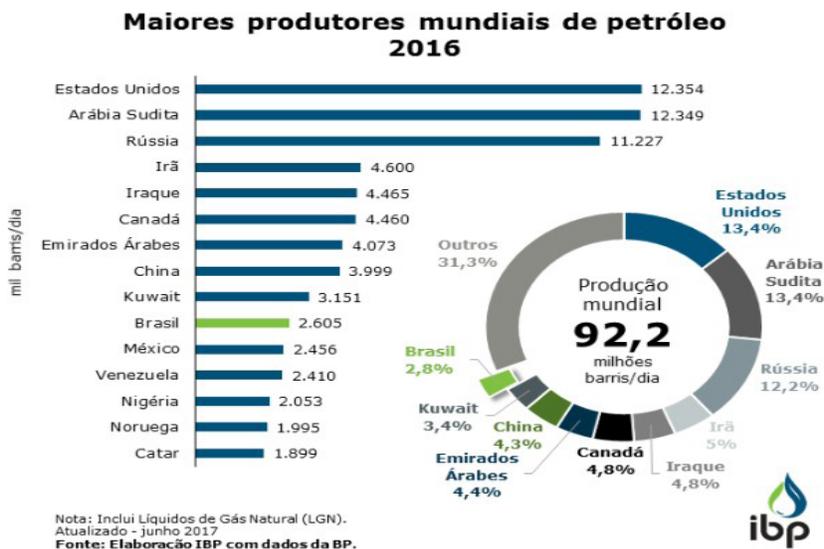



Gráfico 1: Maiores produtores mundiais de petróleo.

Fonte: (IBP,2017)

Entretanto, existe grande irregularidade quanto às distribuições geográficas das reservas mundiais de petróleo, em razão das condições geológicas específicas das regiões detentoras. (ANEEL, 2005)

No Brasil, a história do petróleo teve início em 1892, quando foi assinado o decreto nº 2.266 pelo Marquês de Olinda, concedendo a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para fabricação de querosene, em terrenos situados às margens do rio Maraú, na então província da Bahia (THOMAS, 2001).

Diante da importância que o setor de petróleo ganhava na estrutura econômica e na opinião pública do país, foi criado pelo presidente Getúlio Vargas o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) (MARTINS, 2008). Com intuito de controlar e supervisionar a produção e o comércio de derivados de petróleo no país e, para isso, determinou que somente brasileiros natos, poderiam ser sócios da Refinaria denominada Ipiranga S.A. Companhia Brasileira de Petróleos (MARTINS, 2008).

Novas prospecções governamentais saíram em busca de outros campos de petróleo ao longo do território brasileiro. No ano de 1941, o governo brasileiro anunciou o estabelecimento do campo de exploração petrolífera de Candeias no Estado da Bahia. Apesar das descobertas em pequena escala, o surgimento dessa nova riqueza incentivou,

em 1953, a oficialização do monopólio estatal sobre a atividade petrolífera e a criação da empresa estatal “Petróleo Brasileiro S.A.”, mais conhecida como Petrobras (MARTINS, 2008).

Desde sua criação a Petrobras já descobriu o petróleo nos estados do Amazonas, Pará, Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Paraná, São Paulo e Santa Catarina. Ao decorrer dos anos a empresa tem sido marcada por fatos de grande relevância na exploração do petróleo no país (THOMAS, 2001).

Nas décadas de 1950 e 1960 foram descobertos campos de petróleo, cuja principal descoberta ocorreu no campo Garicema, em Sergipe, sendo a primeira descoberta no mar. Nos anos 1970, foi descoberta da província petrolífera da Bacia de Campos, Rio de Janeiro, através do campo de Garoupa. Na década de 1980, houve descobertas de petróleo no Rio Urucu, no Amazonas, sendo posteriormente denominada Bacia do Solimões. No decorrer dos anos 90, houve demais descobertas de campos gigantes, como de Rocandor e Barracuda na Bacia de Campos, Rio de Janeiro (THOMAS, 2001).

Além disso, em 1997 o ex- Presidente Fernando Henrique Cardoso aprovou a lei nº 9.478, popularmente conhecida como Lei do Petróleo, sendo uma das mais determinantes em relação à exploração de hidrocarbonetos. Com isso, foi instituída a criação da ANP - Agência Nacional do Petróleo, com desígnio de administrar as produções de petróleo e gás no país (ANP, 2018).

Anunciada pela Petrobras em 2006 e posteriormente confirmada em 2008, a descoberta do pré-sal tornou-se a mais importantes em todo mundo na última década, a exploração inicial ocorreu no Campo de Jubarte (Bacia de Campos), essa província é composta por acumulações de óleo com excelente qualidade e com alto valor comercial. Uma realidade que nos coloca em uma posição estratégica frente à grande demanda de energia mundial (ANP, 2019).

Devido a descoberta do pré – sal, na última década, a indústria extrativista dobrou a participação na composição do Produto Interno Bruto (PIB). O peso do setor dentro do cenário industrial nacional saltou de 5% em 2000 para 11,2% em 2010 (ANP, 2019). Para o Brasil representa a autossuficiência em relação ao petróleo, assim como situação privilegiada, com maior visibilidade do mercado investidor, além de desenvolvimento, pois a atividade estimula investimentos de empresas nacionais e estrangeiras, impulsionando a produção de tecnologia, maior capacitação profissional e gera oportunidades de emprego. Isso leva o Brasil para uma posição privilegiada economicamente e geopoliticamente, pois fortalece a economia, gerando novos empregos e expande os avanços tecnológicos (ANP, 2019).

Logo, com a crescente evolução das descobertas do petróleo no âmbito internacional e nacional, deve-se atentar à organização das estruturas econômicas de acordo com os históricos de produção, a fim de realizar as análises de mercados futuras, com adequada implementação de fluxo de caixa.

2 I PETRÓLEO

A composição do petróleo é formada por mistura de gases, sólidos e líquidos. É constituído predominantemente dos óleos brutos e seus produtos, mas seus os compostos encontrados geralmente pertencem a três classes amplas: compostos de hidrocarbonetos saturados, os hidrocarbonetos aromáticos, as resinas e os asfaltenos. (ABDEL-AAL,2014). A seguir, tabela 1, demonstra a composição química de um petróleo típico.

Hidrocarbonetos saturados	**Parafinas normais** **Parafinas ramificadas** **Parafinas cíclicas (naftênicas)**	**14%** **16%** **30%**
Hidrocarbonetos aromáticos	Aromáticos	30%
Resinas e asfaltenos	Resinas e asfaltenos	10%

Tabela 1: Composição química de um petróleo típico.

Fonte: Adaptado pelo autor de (THOMAS, 2001)

Devidos as diferentes reservas petrolíferas existentes, há inúmeros tipos de petróleo bruto com diferenças de propriedades químicas e físicas ao redor do mundo, decorrente de circunstâncias do local durante a formação. (THOMAS,2004)

O petróleo também pode estar associado ao gás, sendo classificado em associado e não associado. O gás associado refere-se o gás dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás, sendo produzido com óleo e mantendo o gás, para contínua pressão do reservatório. O gás não associado tem a predominância de gás natural no reservatório com baixa presença de óleo e/ou água no reservatório, permitindo que a produção principal seja de gás natural. (VIEIRA et al., 2005). A figura 1 representa a classificação do gás.

Figura 1: Classificação do gás natural quanto a sua origem

Fonte: (Thomas, 2001)

Atualmente, segundo Teixeira (2015), no Brasil a produção mais utilizada é o gás associado ao petróleo, sendo direcionado à exportação para diversos mercados, como

matéria prima nas indústrias, geração de energia termelétrica, veicular e outros.

As dissemelhantes propriedades alteram o valor econômico do petróleo, definindo o potencial econômico, e a possibilidade de exploração do reservatório, o que influencia as posteriores etapas da sua cadeia logística (upstream, midstream e downstream).

2.1 Classificação do petróleo

Atualmente a classificação mais utilizada, foi estabelecida pelo American Petroleum Institute- API, juntamente com a National Bureaus of Standards. Em que se utilizam equações empíricas e modelagem composicional, sendo através desta correlação possível obter a composição química das frações, sendo válida em um conjunto limitado de óleos (ANDRADE, B. F., MENEZES, B. C., SAKAI, P, 2007).

No entanto, existem outros modelos que apresentam boas precisões em uma faixa ampla de aplicações, devido variadas classificações. A seguir, as diferentes classificações existentes:

a) Classificação pela Densidade

Considerado classificação típica para óleos brutos, o Grau API ou °API mede a densidade relativa dos líquidos derivados do petróleo em relação à água (ERNEST, LJAMES, J., MORAN, D., 1959). Através da densidade é possível verificar o conteúdo das frações de petróleo, sendo classificadas como: extra-leve, leve, médio, pesado e extra-pesado (WAUQUIER,1995). Assim, a indústria do petróleo utiliza o °API, determinado pela Equação 1, para classificar o petróleo leve, médio, pesado e ultra pesado.

$$°API = \frac{141,5}{\rho} - 131,5 \qquad (1)$$

Onde ρ = densidade relativa a 15,6°C

Classificação	Grau API	Instituições/ Setores
Leve (Parafínico)	≥ 35,1 ≥ 32,0 ≥ 32,0	U.S. Departament of EnergyOPEP Petrobras
Médio (Naftênico)	25,0-35,1 26,0-32,0 19,0-32,0	U.S. Departament of EnergyOPEP Petrobras
Pesado (Aromático)	10,0-25,0 10,5-25,0 14,0-19,0	U.S. Departament of EnergyOPEP Petrobras
UltraPesado (Aromático)	≤10,0 ≤10,5 ≤ 14,0	U.S. Departament of EnergyOPEP Petrobras

Tabela 2: Classificação Grau API, sugerido por instituições/setores da indústria.

Fonte: Adapatado pelo autor de (Monthé et al.,2007)

b) Classificação por teor de hidrocarbonetos

Proposta por Tissot e Welt (1984) atráves de estudo com cerca de 550 petróleos, os pesquisadores obtiveram frações atráves da destilação ou corte de residuo do petróleo a 210°C. A pesquisa demonstrava que temperatura aferida não desagrega as amostras, o que preservava assim o teor de hidrocarbonetos presentes no mesmo.

A classificação do óleo bruto considera a composição do teor de enxofre e sua respectivas faixas, essas distinguem-se em seis grupos. A seguir, a Tabela 3:

Classificação	Concentração de hidrocarbonetos a 210°C		Teor de enxofre
Parafínicos	S > 50% AA<50%	*P* > N e P > 40%	<1%
Parafínicos-Naftênicos		*P* ≤ 40% e *N* ≤ 40%	
Naftênicos		*N* > *P* e *N* > 40%	
Aromáticos Intermediarios	S≤ 50% AA≥ 50%	*P* > 10%	>1%
Aromáticos Asfálticos		*P* ≤ 10% e *N* ≤ 25%	
Aromáticos Naftênicos		*P* ≤ 10% e *N* ≥ 25%	Maior parte <1%

S= Saturados; P= Parafinas; N=Naftênicos; AA=Aromáticos+ Resinas+ Asfaltenos

Tabela 3: Classificação do petróleo por Tissot e Welt (1984).

Fonte: Adaptação pelo autor de (Tissot e Welt,1984).

3 | CADEIA DO PETRÓLEO

A avaliação do petróleo para o comércio tem como primícia os estudos desde a formação do reservatório, considerando as características adquiridas e demais avaliações durante o processo de exploração e produção, até a fase de processamento, e, por conseguinte a comercialização de seus derivados. A seguir a figura 2, ilustra a cadeia produtiva do petróleo.

Figura 2: Cadeia Produtiva do Petróleo.

Fonte: (FIESP- Luis Mendonça, 2013).

Na figura 2, a cadeia produtiva do petróleo está segmentada em sete grupos: Exploração, Desenvolvimento de Produção, Produção, Transporte, Refino, Comercialização e Disposição Final. Desde a exploração e produção até a indústria de transformação e de usos dos materiais petroquímicos, esta cadeia demanda bens e serviços de alto valor agregado provenientes de várias outras indústrias e setores da economia, como por exemplo: metal- mecânica leve e pesada, eletroeletrônica, automação, transporte, energia, naval, têxtil, siderurgia, plásticos e matérias especiais, tecnologia da informação, construção, manutenção, entre outros.

3.1 Reservatórios

As formações de reservátorios de hidrocarbonetos ocorrem inicialmente, a partir de máteria orgânica, depositados junto a sedimentos de baixa permeabilidade, de forma a inibir a ação oxidante da água. Posteriormente o tipo de hidrocarbonetos gerados, óleo ou gás, é determinado por processos, em que as temperaturas e as pressões atuam sobre o reservatório (THOMAS, 2001). Abaixo a figura 3, representação da transformação termoquímica.

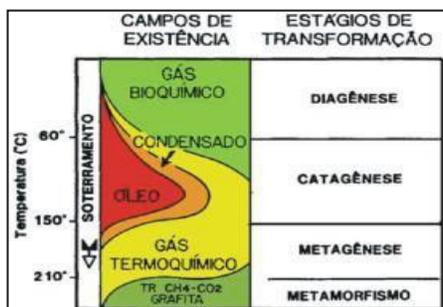



Figura 3: Transformação termoquímica do petróleo

Fonte: (Thomas, 2001)

Na qual tem-se as seguintes características:

- Diagênese: formação do querogênio a temperaturas relativamente baixas;
- Catagênese: quebra das móleculas de querogênio em gás e hidrocarbonetos líquidos;
- Metagênese: após o processo de catagênese são transformados em gás leve
- Metamorfismo: Ocorre o incremento de pressão e temperatura, secede a degradação do hidrocarboneto formado

Assim, quando formado o petróleo migrará da rocha geradora para rocha reservatório até que seja interrompido para rocha selante (trapas ou armadilhas) (THOMAS, 2001). Contudo, as características e composição do óleo variam conforme a matéria orgânica inicial e as termodinâmicas do processo, assim como processos de biodegradação (GARCIA, 2008). A representação de localização de rochas geradoras e rochas selantes, está ilustrada na figura 4.

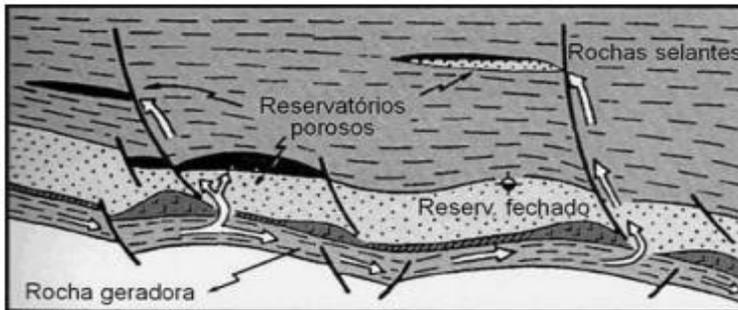



Figura 4: Representação de localização de rochas geradoras e rochas selantes.

Fonte: (Thomas,2001).

Também é importante para o estudo dos reservatórios, a avaliação quanto a porosidade e ermeabilidade. Em que a porosidade é medida pela relação do volume de vazios e o volume total do meio, prescinde o tamanho e forma dos grãos ou fratura, sendo expressa em porcentagem. Enquanto a permeabilidade é a capacidade do meio permitir a movimentação de um fluido para seu interior poroso, também depende do tamanho e da forma dos grão ou fraturas, sendo medida em Darcy ou miliDarcy (AMUI, 2010).

A efetiva acumulação também resulta de condições especiais, como a presença de trapas ou armadilhas. São arranjos de rochas na subsuperfície, presentes em torno das rochas porosas e permeável, que confinam os hidrocarbonetos. A seguir na Tabela 4, as características das trapas ou armadilhas, e na figura 5 suas representações.

	Características	Tipos
Trapas ou Armadilhas	Diversos fatores influenciam, desde natureza físia e química, durante a formação dabacia, como as deformações da crosta terreste, resultante do movimento das placas tectônicas.	Estruturais ou geométricos (como na Figura 5), assim como, estratigráficos, mudanças fáceis, discordâncias ou ainda pela combinação de causas.

Tabela 4: Caracteristicas de trapas ou armadilhas.

Fonte: Adaptado pelo autor de (AMUI, 2010).

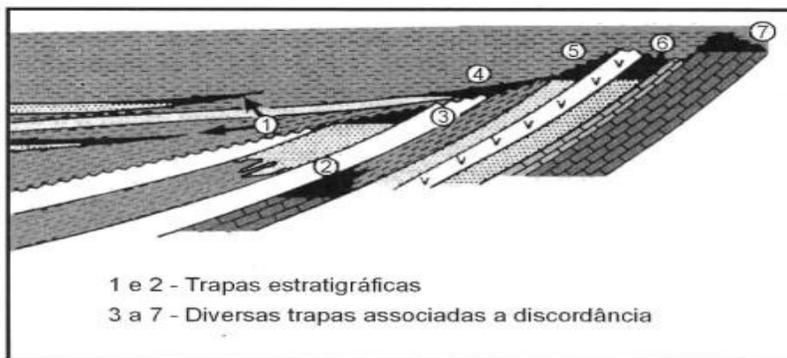



Figura 5: Representação de Trapas ou Armadilhas.

Fonte: (SANSONE, 2016)

Em síntese, a classificação segundo Amui (2010), pode ser dividida em: fluidos contidos no reservatório e pelo tipo de mecanismo de produção. Na figura 6, a seguir representa o ordenamento dos reservatóriosde acordo com as características existentes.

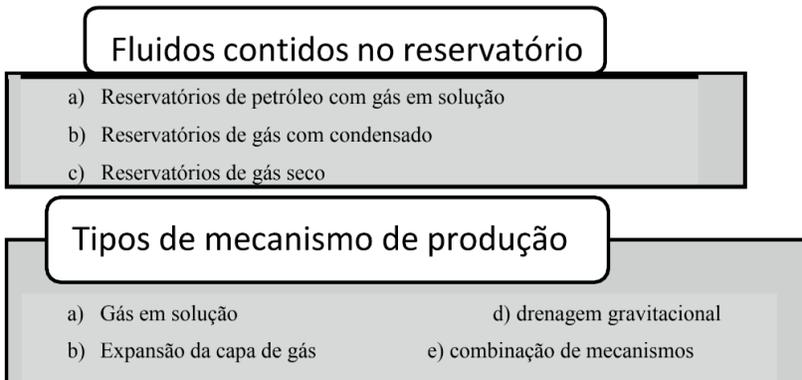



Figura 6: Classificação dos reservatórios.

Fonte: Adaptado pelo autor de (AMUI, 2010).

Assim sendo, as avaliações posteriores estão relacionadas à classificação dos reservatórios e suas propriedades. Por conseguinte, as fases contratuais de exploração e produção serão avaliadas verificando o perfil de produção que será desenvolvido.

3.2 Período Contratual de Exploração

Fase contratual que corresponde à execução de operações de exploração de área dispostas em terra ou no mar, e tem por objetivo descobrir e avaliar as jazidas de petróleo e/ou gás natural. No Brasil, se destacam dois dos reservatórios mais importantes de exploração óleo e gás, a Bacia do Solimões e a Bacia de Campos.

A Bacia do Solimões localiza-se na região norte do Brasil, Estado do Amazonas, com cerca de 440.000 km^2, onshore, com área prospectável para petróleo (óleo + gás + condensado). Verificando o item 3.2.1 é possível classificar o óleo, contendo grau de API 48,50 e teor de enxofre a 0,05, em leve parafínico (BARATA, 2007). Sendo destaque pela qualidade do óleo produzido, e também por ser segunda maior reserva brasileira de gás natural do país. A seguir a figura 7, representando a Bacia do Solimões.

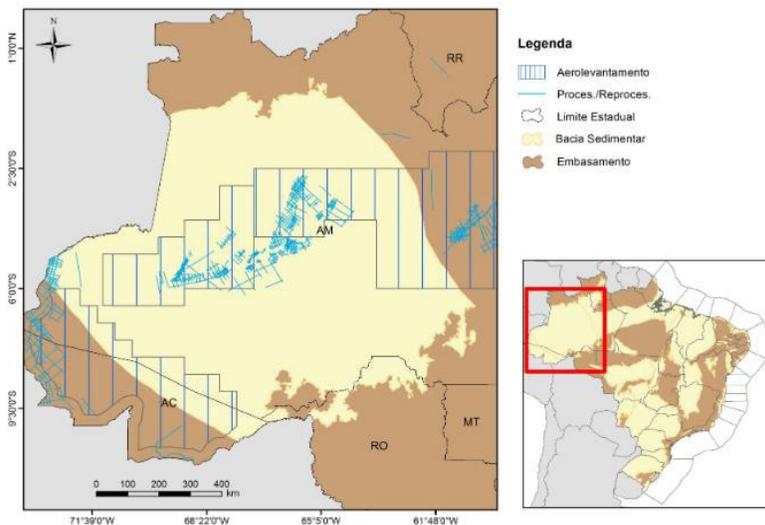



Figura 7: Representação da Bacia do Solimões

Fonte: (ANP, 2019)

Entretanto, a Bacia de Campos, é a principal área sedimentar já explorada na costa brasileira. Sua localização estende entre a cidade de Vitória (ES) até Arraial do Cabo, no litoral norte do Rio de Janeiro, em uma área de aproximadamente 100 mil quilômetros quadrados (ANP, 2019). Possui em média grau de API 25, classificando-se em médio naftênico, de acordo com a tabela 2 (FEBRANO, 2017), sendo responsável por 80% da produção de petróleo no Brasil. Abaixo a figura 8, mostra a localização da Bacia de Campos.

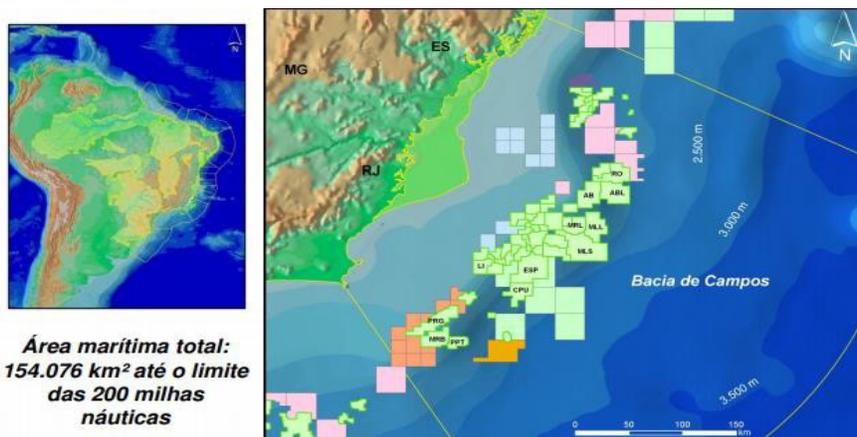



Figura 8: Localização da Bacia de Campos.

Fonte: ANP, 2019.

Contudo, as empresas dispostas a iniciar a etapa de exploração, seja em qualquer

área, necessitam de autorização do governo e devem cumprir prazos. O concessionado então deverá desenvolver atividades exploratórias de geologia e geofísica (ANP, 2019).

Ao fim, o concessionário ou contratado realiza avaliação quanto às descobertas, sobre a viabilidade econômica da descoberta e comercialidade das acumulações porventura encontradas, caso conclua pela viabilidade da área inicia-se a fase de produção, ao contrário é encerrada as atividades de exploração (AMUI, 2010). Abaixo a representação do período contratual, na figura 9.

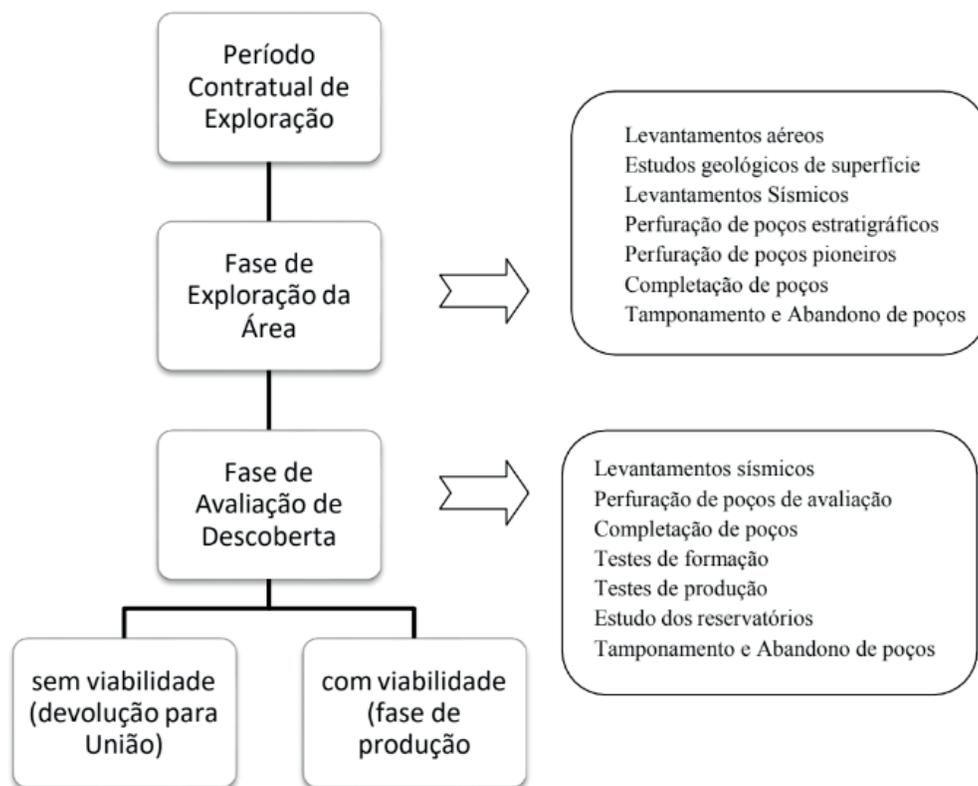



Figura 9: fluxograma do período contratual de exploração e atividades realizadas.

Fonte: Adaptada pelo autor de (AMUI, 2010)

Ao analisar a fase exploratória, é necessário que haja um projeto de execução das operações cuja avaliação verifique os riscos e investimentos até o período contratual de produção.

- **Risco Geológico**

Durante a fase de descoberta, a insuficiência de produção do reservatório gera o encerramento das atividades e devolução das terras para União (ANP). O risco geológico é muito elevado, com isso para pesquisadores o estudo durante a fase de exploração da área é fundamental para a certeza da formulação das grandezas, estas proporcionam os

cálculos do fluxo de caixa, o que possibilita a decisão dos investidores em prosseguir ou não com a exploração (AMUI, 2010).

- **Investimentos de Avaliação de Descobertas**

Quando há descoberta significativa de hidrocarbonetos, inicia-se a fase de avaliação de descoberta, com estudos adicionais como alguns testes dentre eles de formação e produção, pois a partir deles sucedem os gastos com a exploração da área contratada (AMUI, 2010).

- **Risco de Comercialidade**

Durante a descoberta do reservatório é imprescindível que o risco de comercialiadade seja avaliado, pois com base nos dados será possível verificar a rentabilidade dos investimentos. Caso não seja caracterizada comercial, constituírá perda para companhia petrolífera (AMUI, 2010). No apêndice A, o fluxograma ilustra como é realizada a decisão sobre o prosseguimento para fase contratual de produção, onde o investidor decidirá a execução ou não do investimento.

3.3 Período Contratual de Produção

Caso haja descoberta considerada comercial, serão executadas operações de desenvolvimento de campo, ou seja, preparação da área para produzir, seguidas das operações de produção de hidrocarbonetos encontrados (AMUI, 2010).

Para as ocorrências dos períodos de produção, é necessário que haja no mínimo uma descoberta na fase de exploração, com isso poderá haver continuação do desenvolvimento de produção verificado a comercialidade do hidrocarboneto, na fase de avaliação da descoberta. Essas fases possuem funções operacionais típicas, a seguir figura 10:

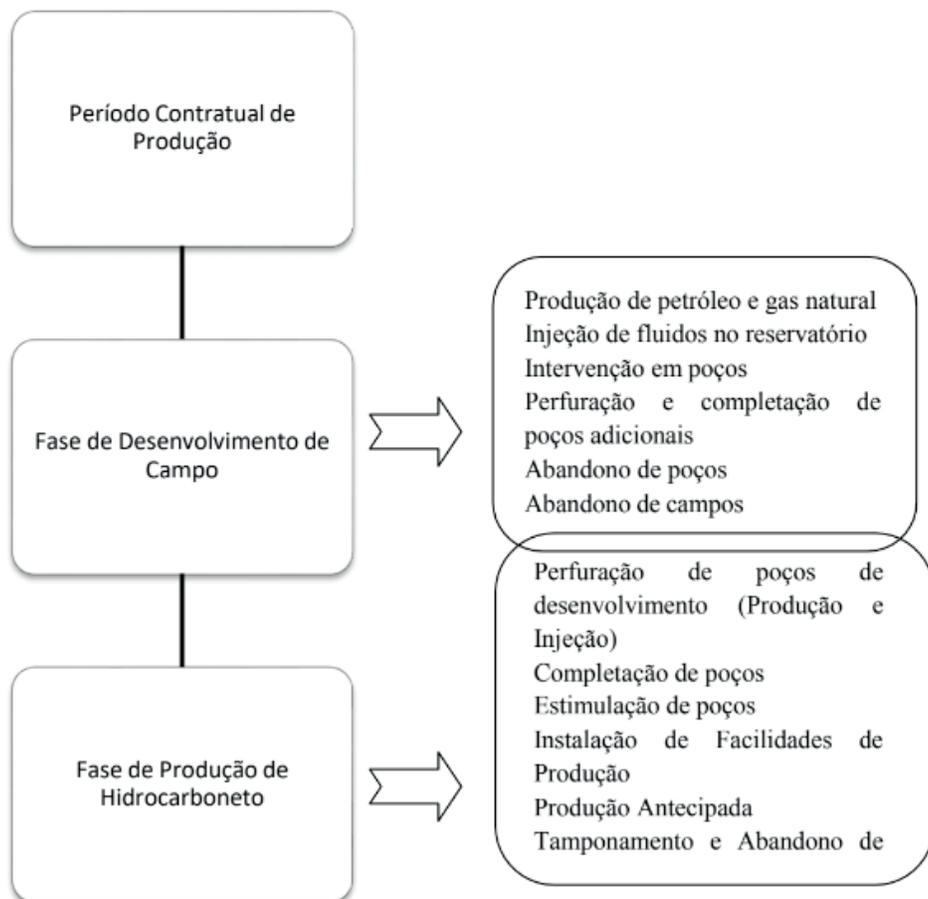



Figura 10: Fluxograma do período contratual de exploração e atividades realizadas.

Fonte: O autor, 2019.

É recomendado que ao avaliar o período de produção, haja uma investigação quanto aos investimentos e riscos do mercado, para que a companhia tenha bom resultados financeiros.

- **Investimentos de Desenvolvimento**

Ao ter certeza de que haverá êxito com a descoberta, é feito estimativas de investimentos, bem como a elaboração de cronogramas de desembolsos, mediante o plano de desenvolvimento realizado pelos profissionais envolvidos (JAHN, 2012).

- **Riscos de Má- Avaliação**

É equívocos que ao serem aceitos durante a avaliação, sendo de aspectos técnicos ou econômicos, levam ao prejuízo consequentemente as fases posteriores.

- **Risco de Mercado e Operacional**

A indústria também é susceptível as perdas na fase de produção, podendo ser decorrentes do mercado, com a queda no preço do petróleo e derivados, assim como procedente de acidentes operacionais no campo. (AMUI, 2010)

4 I A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

A indústria O&G, tem como primícia os estudos desde a formação do reservatório, considerando as características deste e demais avaliações durante o processo de exploração e produção, até a fase de processamento, com própósito de comercialização de seus derivados.

Um destaque quando a divisão industrial é a complexidade exitente em relação às demais indústrias. Sendo segmentada em três áreas de atuação, são elas: Upstream, Midstream e Downstream. Na Tabela 5, são apresentadas as caracteristicas das três áreas de atuação.

	Upstream	Midstream	Downstream
Características	Busca: identificação e localização do óleo, o transporte deste óleo extraído até as refinarias, onde será	Matérias-primas (hidrocarbonetos) sãotransformadas em produtos prontos parauso específico.	Fase logística, ou seja, o transporte dos produtos da refinaria até os locais de consumo.

Tabela 5: Áreas de atuação na indústria do petróleo – características e atividades

Fonte: Adaptada pelo autor do site Navalunivali, 2012.

A divisão faz-se necessária para fornecer uma visão geral dos elementos operacionais e estrutura de custos de cada estágio e estabelecer as bases para a análise da estrutura de mercado (ABDEL-AAL, 2014).

Contudo, os principais focos nos contratos da indústria do petróleo são as fases de exploração e produção de petróleo e gás natural. Também denominados período de exploração e período de produção. Ao termino dessas atividades, a vida econômica do campo se encerra e ocorre às operações de abandono, com o tamponamento de todos os poços, remoção das facilidades de produção e recuperação da área (AMUI, 2010).

5 I ECONOMIA DO PETRÓLEO NO SETOR UPSTREAM

O setor Upstream é constituído de atividades de exploração e produção (E&P), de óleo e gás, e possui os maiores valores de investimentos e riscos, onde as reservas devem ter referência em qualidade e consequentemente detem-se os maiores investimentos do capital mundial (JAHN, 2012).

Em decorrência de preços altos do petróleo durante os meados da década de 90,

as empresas passaram a ter maior interesse em campos maduros e/ou reservas provadas. Segundo Thomas (2001), as reservas mundiais provadas, em 1996, eram 60% maiores que no ano de 1980, isto ocorreu porque houve redução de custos exploração e produção.

Por isso, segundo Brigham (1999), as empresas devem ter como planejamento a verificação de seu valor de capital e o tempo de exposição financeira a riscos, para investir no setor upstream, utilizando-se técnicas de análises de gestão financeira para decidir, coordenar e controlar investimentos e financiamentos.

As técnicas auxiliam a análise econômica, onde os dados coletados serão inseridos em um método financeiro de avaliação, como fluxo de caixa que contém: custos de capital, custos operacionais, perfis de hidrocarbonetos, estruturas (de tributos) fiscais, preço de óleo/gás e expectativas de investimentos (JAHN, 2012).

Portanto, é essencial que as empresas possuam planejamento financeiro utilizando o fluxo de caixa, pois com este é possível projetar cenários e antecipar possiveis problemas e decisões que serão realizadas, ao longo dos projetos nas atividades E&P.

6 I IMPORTÂNCIA FLUXO DE CAIXA PARA ANÁLISE DO MERCADO

Para que as empresas E&P prossigam com êxito, seu segmento Upstream necessita que haja o fluxo de caixa, refente ao investimento da empresa ou companhia, para observação e verificação do controle de gastos e ganhos, com disciplina e redução de incertezas, podendo ser diário, semanal, mensal, e anual. Em geral, são registradas em planilhas, mas com o avanço da tecnologia tem sido feita através de sistemas de gestão online (SEBRAE, 2019).

Os fluxos de caixa distinguem-se em simples e operacional, a diferença depende do porte do negócio, cujo primeiro refere-se ao negócio de pequeno porte e o segundo é utilizado em maior parte por empresas de grande atividade comercial (CAMARGO, 2019). Em geral, a estrutura para esta análise econômica é representada conforme figura 11, a seguir.

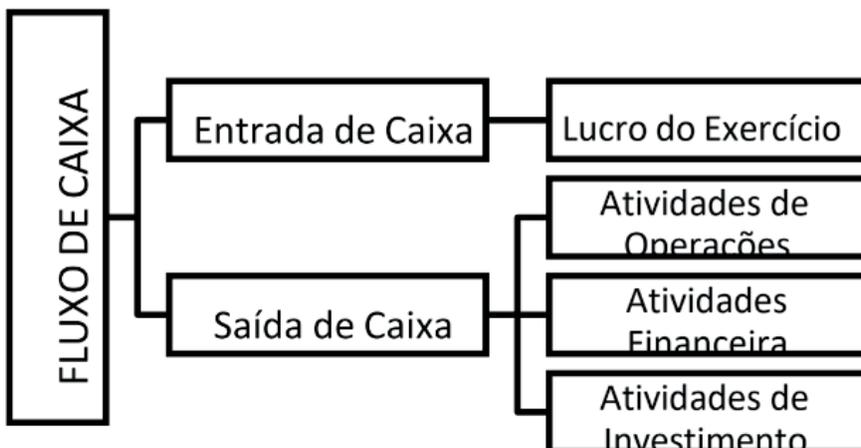



Figura 11: Fluxograma da estrutura do fluxo de caixa

Fonte: Adaptada pelo autor de (Zdanowicz, 2004).

Contudo, para determinação das medidas tomadas em decorrência do fluxo de caixa de um projeto, necessita de conhecimento prévio da estrutura e dos parâmetros do mesmo. Na figura 12, demonstra-se um caso base, o fluxo de caixa real para investimento da empresa Petrobras.

Investing.com Pesquisar no site...

Petrobras PN 29,25 +0,93 (+3,28%) Invista agora | AD |

Anual | Trimestral — Recolher Tudo

Encerramento do Exercício:	2019 30/09	2019 30/06	2019 31/03	2018 31/12
Período:	9 Meses	6 Meses	3 Meses	12 Meses
Lucro Líquido do Exercício	32432	23592	4240	26698
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais	71073	38249	17749	95846
Depreciação /Exaustão	43557	28572	14004	43646
Amortização	-	-	-	-
Impostos Diferidos	11321	6625	-516	2787
Itens não Monetários	-7714	-4747	10867	46054
Recebimentos	-	-	-	-
Pagamentos em Espécie	-	-	-	-
Impostos Pagos	-	-	-	-
Juros Pagos	14607	8974	5866	20959
Capital de Giro	-8523	-15793	-10846	-23339
Fluxo de Caixa das Atividades de Investimento	23985	26536	-4561	-18752
Despesas de Capital	-21021	-13964	-6070	-43987
Outros Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento, Total	45006	40500	1509	25235
Fluxo de Caixa das Atividades de Financiamento	-100081	-51701	-30204	-106076
Ítens de Financiamento	-31227	-20242	-9352	-21207
Total de Dividendos pagos	-5128	-3944	-	-2368
Emissão de Ações (Aposentadoria), Líquido	-	-	-	-
Emissão de Dívida (Aposentadoria), Líquido	-63726	-27515	-20852	-82501
Efeito do Câmbio	6051	-1001	-362	8342
Variações Líquidas no Caixa	1028	12083	-17378	-20640

Figura 12: Fluxo de Caixa da empresa Petrobras.

Fonte: site investing, 2019.

A figura 12 demonstra a estrutura realizada usualmente, para indústria de petróleo e gás que utiliza informações determinadas por estudos e relatórios do setor Upstream, a fim de determinarmos o valor de investimentos ou não, na exploração de reservas de petróleo.

7 | ESTRUTURA DO FLUXO DE CAIXA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

O processo de levantamento de dados advém de entradas com faixas de incertezas, esta faixa será reduzida, caso haja verificação em diversas fontes dee informação. Logo, para qualquer que seja o caso, o fluxo de caixa é construído calculando-se os itens de receita e em seguida subtraindo os itens de despesa, como Equação 2 (JAHN, 2012). Sendo as despesas classificadas, neste trabalho conforme a da Lei nº 6.404/1976, assim como demonstrada pela figura, que discorre de Características e Natureza da Companhia ou Sociedade Anônima.

Fluxo de caixa líquido do projeto = Receitas - Despesas (2)

7.1 Itens de receita

A receita para análise de fluxo de caixa para indústria E&P é resultante na venda de hidrocarboneto, para isso é necessário supor o preço de óleo ou gás, para assim estimar o valor da reserva a ser explorada. Para o caso do óleo, o preço é determinado pela relação de oferta e demanda, pode ser observada através da curva de oferta com base no custo de produção (JAHN, 2012).

O preço está vinculado ao petróleo regional de melhor qualidade (Grau API) em relação ao petróleo bruto, determinado pela qualidade e especificações da localização (INVESTING, 2019).

A estrutura do preço do petróleo imputa a fase contratual de exploração e produção, onde ocorrem operações gerais da indústria do petróleo, ao avaliar economicamente a produção do hidrocarboneto, são verificados os custos fixos (CFs), que são principalmente os custos de exploração e desenvolvimento, que serão descritos mais adiante, e custos variáveis (taxas de tributos e taxas de royalties) (ABDEL-AAL,2014).

No entanto, ao relacionar a estrutura de mercado e a produção efetiva, é evidente que não há somente custos operacionais, mas a relação do preço do petróleo Brent e as políticas governamentais. A simulação do comportamento do preço do petróleo pode ser dada como exemplo: verificando a demanda e assumindo uma concorrência perfeita, onde se considera o mercado com nenhum participante tem tamanho suficiente para ter o poder de mercado para definir o preço de um produto homogêneo. Com isso, utilizando um modelo simples do mercado mundial de petróleo no curto prazo, pode ser apresentado conforme no Gráfico 2, quando a demanda mundial de petróleo (D) é traçado como a parte superior de uma curva de custo marginal acima do Custo Variável Médio (CVM). A interseção dessa curva de oferta com a curva de demanda fornecerá o preço do petróleo em equilíbrio (P) e a quantidade (Q). (ABDEL-AAL, 2014)

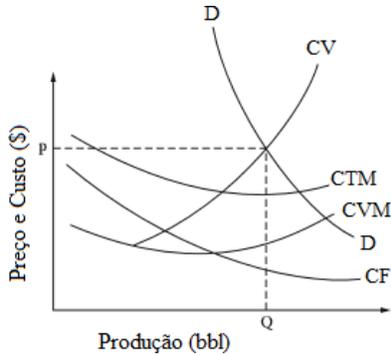



Gráfico 2: Determinação do preço do petróleo em relação a produção

Fonte: (ABDEL-AAL, 2014).

A demanda do petróleo em relação ao preço é considerada inelástica, pois consiste em uma resposta lenta em relação às mudanças de preço. A inelasticidade do suprimento de petróleo é causada principalmente pelos altos custos fixos envolvidos na etapa de produção, sendo estimada em 0,02. Essa estimativa é calculada, de acordo com a elasticidade-preço da oferta que é definida como a variação percentual na quantidade fornecida (Q) como resultado de uma variação percentual no preço (P), sendo esta menor que um, com isso considera-se inelástica.

7.2 Itens de despesas

As despesas na indústria de petróleo são provenientes de investimento de exploração, operações realizadas e atividades de produção do óleo. Podem ser classificada, em três grupos, Lei nº 6.404, de 15 de dez. de 1976.

- **Atividades de Operações**: Envolvem a execução do projeto que será desenvolvido, como pagamento de fornecedores, compra de materiais, despesas em gerais;

CAPEX: São custos de desenvolvimento, cujos itens durem de acordo com o tempo de vida útil do projeto. Exemplos: tubulações, custos de plataformas (JAHN, 2012):

OPEX: São custos de levantamento, em que os itens utilizados perduram abaixo de um ano. O cálculo é baseado de acordo com a avaliação da atividade especifíca antecipadamente, podendo ser OPEX fixo ou variável, sendo respectivamente, proporcional ao custo de capital dos itens que serão usados ou proporcionais ao ganho. (JAHN, 2012):

Custos Operacinais: Procede do conjunto de despesas do OPEX e CAPEX.

- **Atividades financeiras:** Custos que provêm da captação de recursos explorados que serão destinados ao pagamento do governo, pela concessão de

operações que resultam em forma de lucro ou dividendos. Normalmente é o governo anfitrião que decreta a condição fiscal do projeto (JAHN, 2012):

Royalties: Sistema fiscal cujo país anfitrião estabelece, sendo este um direito à revenda de produção e à venda de hidrocarbonetos em seu nome, sendo cobrado desde o início de produção.

Subsídios Fiscais: Tributos de lucro que são cobrados sobre as sociedades, sobre o lucro da empresa, certos subsídios decorrem sobre a receita bruta e somente ao final são taxados.

Rendimentos Tributáveis: São considerados subsídios dedutíveis, que somente são pagos quando há rendimento positivo.

Tributos/ Impostos a pagar: Somente calculado a partir do saldo positivo do rendimento tibutável.

Taxa de tributos e Taxa de royalties: geralmente o governo anfitrião, determina condições para exploração e produção, sendo tipicamente considerados 50% a taxa de tributos e 10% a taxa de royalties. (JAHN, 2012)

Tempo de concessão: o tempo de execução do projeto destinado ao reservatório

Governo anfitrião: Corresponde aos encargos adquiridos pelo governo, como concessão de terras para atividade de exploração e produção.

- **Atividades de investimento:** São transações em que a empresa adquire ativos (receitas), com propósito de produzir bens ou prestação de serviços, mas estas atividades não se destinam a revenda.

Margem Fiscal para Investimento de Capital

Não é considerado item de fluxo de caixa, contudo, mas objetivo de tornar o fluxo de caixa positivo. Na indústria E&P, é determinada pela economia do petróleo, verificando a depreciação em relação ao ano anterior.

METODOLOGIA

1 | ASPECTO GERAL DA METODOLOGIA

A metodologia desse trabalho foi desenvolvida a partir de técnicas para atender os objetivos desse estudo, onde:

- Realizou-se revisão bibliográfica verificando o histórico do petróleo, bem como suas características e cadeia produtiva, com intuito de comprender os parâmetros utilizados pelo fluxo de caixa.
- Escolheu-se a plataforma computacional, Excel 2010, para criação do simulador;
- Avaliou-se os dados a partir de sites da ANP, Petrobras, IBP, MME, sendo escolhidos dois campos de estudo onshore (Bacia do Solimões) e offshore (Bacia de Campos);
- No intuito de avaliar o fluxo de caixa de uma reserva petrolífera, foram selecionados os principais preceitos para formulação do simulador, e assim cálculo dos mesmos;
- Utilizaram-se conceitos da engenharia de petróleo e gás natural aliados com a engenharia econômica.

2 | ESCOLHA DA FERRAMENTA COMPUTACIONAL E COLETA DE DADOS

As atividades de elaboração e análise da viabilidade econômica de projetos vêm sendo desenvolvida por meio de softwares como @RISK, Vhsys, Flua, que possuem divergentes características de roteiros, mas têm como objetivo o planejamento de estratégia de gerenciamento financeiro. Muitos dos recursos computacionais possuem licença privada, - uma vez que são desenvolvidos por empresas de consultoria que vendem seus serviços especializados – com isso torna-se inviável e inibem o acesso a muitos profissionais.

Considerando os fatos, o presente trabalho buscou desenvolver uma metodologia de cálculo simples e eficiente utilizando o programa Excel, 2010. Foi escolhido este programa, devido o oferecimento diversas possibilidades como planilhas de cálculos, sendo utilizados por empresas privadas já mencionadas.

Para o desenvolvimento do fluxo de caixa, foram utilizadas as informações orientadas da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Ministério de Minas e Energia (MME), Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), Boletins Anuais da Petrobras, literatura Introdução à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos (JAHN, 2012).

Foram inseridos os materiais adquiridos na plataforma EXCEL 2010, a fim de programar uma linguagem de programação apropriada que poderá ser utilizada posteriormente, a escolha deste programa deve-se ao fato que é usualmente adotado em demais softwares para análises financeiras, possuindo fácil acesso e gratuidade.

Neste trabalho, foi escolhido o prazo de 2015 até 2022, motivo este devido à depreciação da reserva. A seguir, a figura 13, representa o início de coleta de dados realizada, através dos boletins anuais das reservas já desenvolvidas, que são disponibilizadas no site http://www.anp.gov.br/, relativo à empresa Petrobras S/A. Com isso, deduz que o usuário utilizará o simulador, já sabendo os dados que serão usados e inseridos no fluxo de caixa.

Figura 13: Boletins Anuais de Reservatórios já desenvolvidos, empresa Petrobras.

Fonte: (ANP, 2019)

Abaixo estão listados os dados de reservas do Brasil em cada ano de referência:

- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2018 (Última atualização: 31/03/2019)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2017 (última atualização: 28/06/2018)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2016 (última atualização: 31/03/2017)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2015 (última atualização: 31/03/2016)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2014 (última atualização: 27/03/2015)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2013 (última atualização: 06/05/2014)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2012 (última atualização: 15/02/2013)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2011 (última atualização: 15/02/2012)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2010 (última atualização: 15/02/2011)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2009 (última atualização: 10/08/2010)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2008 (última atualização: 16/02/2009)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2007 (última atualização: 15/02/2008)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2006 (última atualização: 08/03/2007)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2005 (última atualização: 14/02/2006)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2004 (última atualização: 14/02/2005)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2003 (última atualização: 26/03/2004)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2002 (última atualização: 26/03/2004)
- Reservas nacionais de petróleo e gás natural em 31/12/2001 (última atualização: 07/08/2003)

Figura 14: Lista dos dados de reservas do Brasil anualmente.

Fonte: Adaptada pelo autor de (ANP, 2019).

A figura 14 representa a seleção dos boletins anuais para estudos quanto à criação do simulador, foi determinado os anos para estudo entre 2015 até 2018, decorrente da proximidade entre as variáveis, a fim de realizar as estimativas até o ano de 2023.

Em Anexos, os boletins anuais selecionados para o trabalho. Somente foram considerados dados referentes às produções das reservas das Bacias de Solimões e Campos, conforme tabela 6, a escolha delas teve o intuito de verificar o âmbito local e

nacional. As reservas onshore e offshore, respectivamente, possuem excelente grau de API, com isso alto valor economico associado e destaque de grande volume de produção, sendo destaques em suas respectivas localidades. (MME, 2015)

As informações foram selecionadas cronologicamente, e também houve necessidade de conversão de unidades, onde a produção era dada em Mm^3 (Milhões de Metros Cúbicos) para Mbbl (Milhões de Barris), de acordo com a Equação 3 de conversão:

$$\text{PRODUÇÃO (Mbbl)} = \text{PRODUÇÃO } (Mm^3) * \text{FATOR DE CONVERSÃO} \quad (3)$$

Onde:

PRODUÇÃO (Mm^3) = produção das reservas obtidas no site ANP

FATOR DE CONVERSÃO = 6,28981

LOCAL	RESERVATÓRIO	RESERVAS PROVADAS (Mbbl)			
		ANO 2015	ANO 2016	ANO 2017	ANO 2018
TERRA (onshore)	BACIA DOSOLIMÕES	61,39	49,69	45,79	45,73
MAR (offshore)	BACIA DECAMPOS	10593,74	8733,10	7820,23	7285,58

Tabela 6: Informações de Produção das Bacias de Campos e Solimões

Fonte: O autor, 2019.

É possível observar, com a Evolução do Plano de Negócios e Gestão Petrobras e preço do petróleo/barril Brent, concedido pelo IBP de 2015 até 2022, previsões de investimentos sendo de US$ 82 Bilhões para explorações offshore e US$ 708 Bilhões para onshore anual.

De acordo com relatório anual da Petrobras (2018), há relação entre o preço do barril Brent e investimentos ao longo do tempo. Em que o preço da *commodity* deve ser estimado para os cenários de médio e longo prazo que influênciam nas decisões de investimento, a tabela 7 demonstra o preço/ barril, dos anos de 2015 a 2018.

ANO	PREÇO/ BARRIL
2015	37,72
2016	54,07
2017	64,21
2018	56,46
2019	64,67
2020	67,00
2021	72,00
2022	75,00

Tabela 7: Preço/Barril Anual e Previsão

Fonte: Adaptada pelo autor de (Relatório Anual da Petrobras, pg. 104, 2018).

Os valores de capex e opex, custos operacionais, podem ser estimados a partir de dados da literatura e de fontes públicas do relatório anual da Petrobras, onde foi considerada para o trabalho uma estimativa dos valores aproximados de 2015 a 2022. As taxas de tributos e taxas de royalties foram consideradas de acordo com JAHN (2012), sobre típico sistema brasileiro de pagementos de tributos e royalties que determina taxas respectivamente, 50% e 10%.

3 I METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA OBTENÇÃO DOS PARÂMETROS

As previsões de estudos de fluxo de caixa para reservas petrolíferas no Brasil são configurado como ampla, devido diversas incertezas contidas em determinação dos seus dados. O trabalho utilizou a base histórica entre 2015 a 2018, avaliando as Bacias de Campos (offshore) e Solimões (onshore), no intuito de avaliar uma maior quantidade de dados para compreender o comportamento e mensuração do valor econômico.

Há diversos modelos de previsão de análise de caixa, mas este trabalho utilizou e a metodologia de Jahn (2012), devido apresentar uma maior representatividade e levar em conta o desenvolvimento da indústria de petróleo no ambito nacional e local. Outros modelos necessitavam de uma histórico superior a 20 a 40 anos, o que impossibilitaria tal análise para um mercado recente. (JAHN, 2012)

O modelo de Jahn (2012) detém dois segmentos sendo itens de despesas e itens de receita, sendo itens de receita subdividos de acordo com a Lei nº 6.404/1976, descrito no tópico 3.5.1.2 neste trabalho. A seguir as respectivas equações utilizadas para determinação da avaliação de rentabilidade dos reservatórios onshore e offshore.

a) Item de receita

RECEITA= PROD * B (4)

Onde:

PROD= Produção (Milhões/ Barril); B= Preço do Petróleo Brent/ Barril (Dolár).

a) Itens de despesas

Atividades de Operações

OPEXanual = (% *PROD* * *CAPEX*) + (*B* * *PROD*) (5)

Onde:

OPEXanual considera-se variável, pois decorre proporcionalmente de acordo com o ganho relacionando a taxa de produção do ano corrente.

% PROD = Taxa de Produção (porcentagem %); *CAPEX*= Custos de Desenvolvimento (Milhões); *PROD*= Produção (Milhões/ Barril); *B*= Preço do Petróleo Brent/ Barril (Dolár).

CUSTO TÉCNICOS = *CAPEX* + *OPEXanual* (6)

CUSTO TÉCNICOS= Procede do conjunto de despesas a somatória do *CAPEX* já determinado a partir dos dados coletados, e o OPEX anual cálculado.

Atividades Financeiras

Consider-se alguns elementos fixos, que podem ser propostos pelo governo anfitrião como as taxas de royalties, taxas de tributos. Sendo considerados respectivamente, dados para um tipíco sistema, 10% e 50%. (JAHN)

ROYALTIES = *RECEITA* * % *ROYALTIES* (7)

Onde:

RECEITA= *PROD* * *B* (Milhões); *% ROYALTIES*= Taxa de Royalties (% porcentagem).

SUBSÍDIOS FISCAIS = *ROYALTIES* + *OPEXanual* + *MARGEM DE INV* (8)

Onde:

ROYALTIES= *RECEITA* * % *ROYALTIES* (Milhões); *OPEXanual*= (% *PROD* * *CAPEX*) + (*B* * *PROD*) (Milhões), *MARGEM DE INV* = Margem de investimento (Bilhões).

REND. TRIBUTÁVEIS = *RECEITA* – *SUBSÍDIOS FISCAIS* (9)

Onde:

REND. TRIBUTÁVEIS= Rendimento Tributáveis; *RECEITA*= *PROD* * *B*; *SUBSÍDIOS FISCAIS* = *ROYALTIES* + *OPEXanual* + *MARGEM DE INV*.

TRIB = % *TRIBUTOS* * *REND. TRIBUTÁVEIS* (10)

Onde:

% TRIBUTOS= Taxa de Tributos (% porcentagem); *REND. TRIBUTÁVEIS*= *RECEITA* – *SUBSÍDIOS FISCAIS*

GOVERNO ANFITRIÃO = *TRIBUTOS* + *ROYALTIES* (11)

Onde:

TRIB = % *TIBUTOS* * *REN. TRIBUTÁVEIS*; *ROYALTIES*= *RECEITA* * % *ROYALTIES*

Atividades de Investimento

$$\text{FLUX. LIQ. ACUM.} = \text{RECEITA} - \text{CUSTOS TÉCNICOS} - \text{ROYALTIES} - \text{TRIB} \qquad (12)$$

Onde:

FLUX. LIQ. ACUM. = Fluxo Líquido Acumulado, representa o Valor Presente Líquido, após todos os descontos realizados.

4 I APLICAÇÕES PRÁTICA DO EXCEL PARA AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS RESERVATÓRIOS

Diante das informações coletadas, empregando a plataforma Excel, serão aplicados os dados de interesse para avaliação econômica. O processo inicia com a criação de uma planilha chamada de "APRESENTAÇÃO", esta planilha demontra-se uma forma resumida para que o usuário tenha a visualização dos que se trata o simulador. Sequencialmente, o acesso às demais interfaces esta disposta ao clicar na imagem de apresentação, funcionando como menu composto com os seguintes itens: Cálculo, Parâmetros Fixos, Produção, Preço, Opex e Resultados.

Planilha 1- APRESENTAÇÃO

O processo de criação iniciou com a formulação da planilha chamada "Apresentação", figura 15, onde foi identificado o nome do trabalho, denominado Simulador para Análise Econômica de Reservatório e o nome da autora. Para proseguimento da ferramenta computacional, foi utilizada Hiperligações e/ou "Hiperlink", usadas para ligação de planilhas como forma de acesso sequêncial, estes são composto com os seguintes itens: Cálculo do Fluxo de Caixa, Parâmetros Fixos, Produção, Preço, Opex, Resultados, representada pela figura 16.

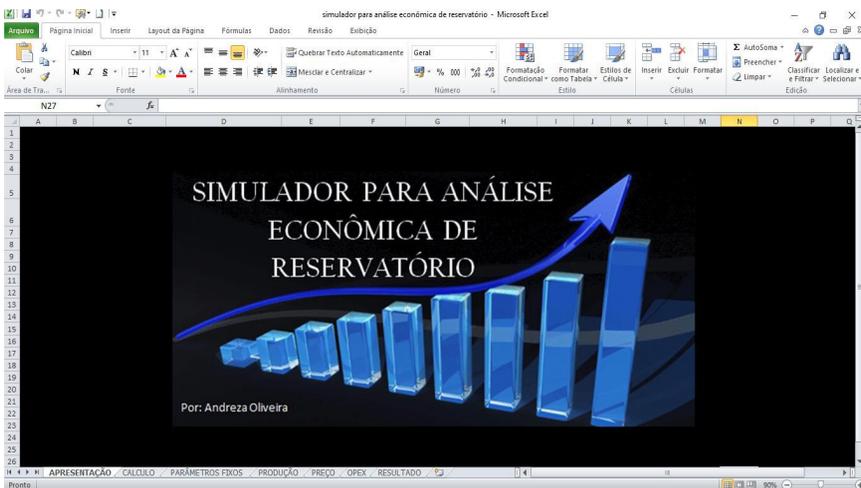



Figura 15: Apresentação do Simulador

Fonte: O autor, 2019.

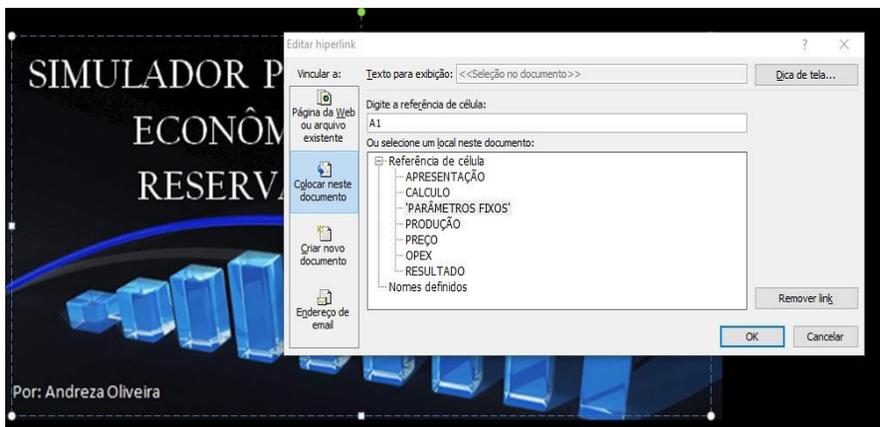



Figura 16: Edição de hiperlinks

Fonte: O autor, 2019.

Planilha 2- CÁLCULO

A formulação do fluxo de caixa deve atender a estrutura da Lei nº 6.404/1976, verificando-se os parâmetros a serem calculados e fórmulas para realização dos cálculos, Como demonstrado no item 4.3.

parâmetros iniciais/ Anos	Produção do Reservatório (Mbbl)	preço do petróleo ($/bbl)	taxa de royalties (%)	taxa de tributos (%)	CAPEX (M)	OPEXanual (M)	Investimento (M)
2015	R$ -	0	0	0	0	0	0
2016	R$ -	0	0	0	0	0	
2017	R$ -	0	0	0	0	0	
2018	R$ -	0	0	0	0	0	

Tabela 8: Parâmetros para cálculo do Fluxo de Caixa

Fonte: O autor, 2019.

As informações que compõe a Tabela 8 determinam as variáveis necessárias para o cálculo do fluxo de caixa, tabela 9, apresentando as unidades de medidas e ano respectivo. As entradas dos dados serão determinadas a partir de comandos realizados, quando solicitados por interfaces posteriores. A seleção das células por meio de coloração amarela tem o próposito de inserção de dados pelos usuários do programa, quando solicitados.

Fluxo de Caixa		
LOCAL		
ANO		
Receita		
RECEITAS	R$	-
Despesa		
Atividades de Operação		
CAPEX	R$	-
OPEX	R$	-
CUSTO TÉCNICO	R$	-
Atividades Financeiras		
ROYALTIES		
SUBÍDIOS FISCAIS		
RENDIMENTOS TRIBUTAVÉIS		
TRIBUTOS		
GOVERNO ANFITRIÃO		
Atividades de Investimento		
TOTAL		
DEPRECIAÇÃO		

Tabela 9: Planilha de Fluxo de Caixa

Fonte: O autor, 2019.

A planilha de controle financeiro possui a estrutura conforme Lei nº 6.404/1976, nela foi inserida as equações demonstradas no item 4.3. No entanto, a Planilha 2 – Cálculo, não poderá ser visualizado durante a simulação.

Planilha 3- PARÂMETROS FIXOS

Foram padronizadas as células com colorações amarelas para inserção de valores. O usuário ao iniciar o simulador partirá da Planilha 1- Apresentação e será direcionado à Planilha 3- Parâmetros Fixos, onde se deve inserir inicialmente o Local onde será estudado, e somente depois inserir valores nas de Capex e Investimentos com unidades padrões, em Milhões (M) cujo advém de fontes públicas de informações da Petrobras, assim como inserção das taxas de tributos e royalties previamente determinadas. Em seguida, deve-se apertar no botão AVANÇAR para prosseguir o estudo, cujo possui hiperlink direcionado para a Planilha 4- Produção, como mostra na figura 17.

Figura 17: P lanilha de Parâmetros Fixos

Fonte: O autor, 2019.

Planilha 4- Produção

No caso desta planilha, será necessário determinar os anos que serão avaliados. Ademais, a padronização da coloração vermelha advém da necessidade de prever os dados que ainda não foram mensurados, com isso somente será necessário o preenchimento das células amareladas, sendo previamente disponibilizados como dispostos na Tabela 6. Também, há a opção a partir desta interface o retorno à planilha anterior, em caso de troca, preenchimento equivocado e dentre outros. A seguir a representação na figura 18.

Figura 18: Planilha de dados de Produção

Fonte: O autor, 2019.

Planilha 5- PREÇO DO BARRIL

Como mencionado no item 4.2, os valores do preço do barril foram determinados a partir do relatório anual da Petrobras (2018), onde as informações coletadas evidenciadas na Tabela 7, onde serão inseridas nas células em destaque amarelo. A figura 19 demonstra a disposição do preço do barril no simulador.

Figura 19: Planilha do Preço do Barril

Fonte: O autor, 2019.

Planilha 6 – OPEX

Somente deverá ser posto o valor único de OPEX, figura 20, com isso os demais dados serão estimados utilizando a ferramenta de previsão, na plataforma de EXCEL, 2010. Ao fim, observa-se a presença do botão "GERAR RESULTADOS" que utiliza hiperlik para Acesso a Planilha 7- RESULTADOS, sendo então verificada a análise econômica do reservatório.

Figura 20: Dados Opex

Fonte: O autor, 2019.

Planilha 7- RESULTADOS

Conforme a inserção de dados nas interfaces anteriores, os resultados apresentam os indicadores econômicos básicos dos reservatórios que serão analisados, figura 21. Os critérios de estudo definem a análise de vida econômica do projeto, sendo esta determinada por: PIR, Custo Valor Presente por barril, Lucro Mínimo e Máximo, com isso é possível determinar a viabilidade ou não de investimento no reservatório.

Embora, seja necessária a avaliação do ponto mais negativo do fluxo de caixa acumulado, em relação à exposição do ponto de retorno de investimentos, que deverá ser analisado pela empresa e investidores em termos de viabilidade. O simulador proposto nesse trabalho considera somente o ponto em que o valor do lucro acumulado se torna positivo, ou seja, através de comandos que corresponde ao valor do lucro positivo, será demonstrado "investimento viável" expresso pelo comando interno *FLUX. LIQ. ACUM.* >0, caso contrário, será indicado "inviável"; representado dessa situação de investimento será visualizada nas figuras 22 e 23.

A razão lucro/investimento (*profit-to-investment* ratio – PIR) indica a eficiência com que o projeto cria lucro, sendo definido sem base de desconto apenas em razão do fluxo de caixa acumulado líquido e despesas totais de capital.

Em seguida, os custos por barril, ou custos unitários, ou custos de desenvolvimento e elevação, calculados por custos técnicos sobre produção da reserva, determina-se quanto ano níveil de produção comparando os projetos da mesma área geográfica, essa é uma ferramenta de certificar que esteja sendo aplicado o conceito próprio de desenvolvimento.

Como indicador principal, o valor presente (VP) é de fundamental importância em ambiente de capital restrito, cuja representação na plataforma computacional foi realizada através do lucro máximo e mínimo calculado durante os anos de estudos.

Ao fim, o simulador identifica a situação do investimento e mostra se há possibilidades em relação a novos negócios. Para as empresas e investidores é de fundamental importância à realização de estudos como esse, pois através de simulações com dados reais, a confiabilidade da realização de projeto de exploração e produção aumenta e as margens de incertezas podem ser reduzidas.

Indicadores Econômicos		
	ANO	VALOR
PIR	2021	19,5%
CUSTO VP/ BARRIL	[illegible]	R$2,56
DEPRECIAÇÃO	7	
LUCRO MÍNIMO	2022	R$ 365.967.500,00
LUCRO MÁXIMO	2015	R$ 1.231.454.155,00
SITUAÇÃO DE INVESTIMENTO	INVESTIMENTO VIÁVEL	

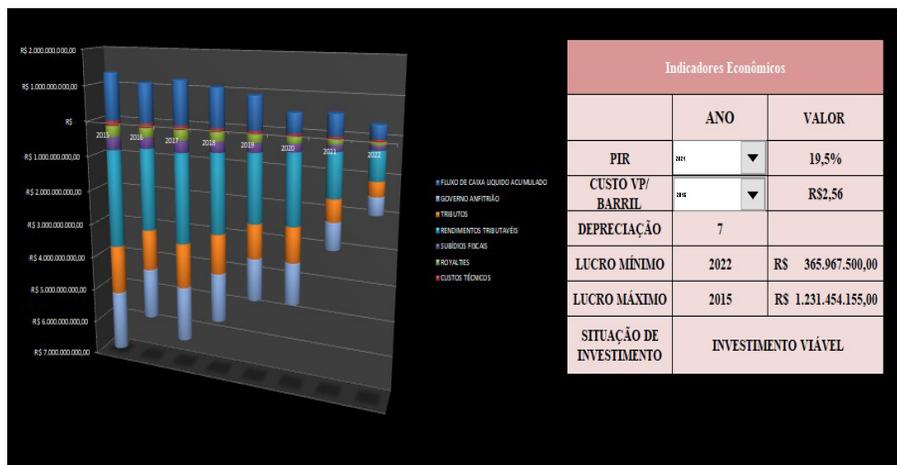



Figura 21: Resultados

Fonte: O autor, 2019.

RESULTADOS

Após a realização do simulador, foram inseridos dados coletados das Bacias do Solimões e Bacia de Campos, para a avaliação dos indicadores econômicos. A partir do fluxo de caixa líquido acumulado alguns indicadores econômicos básicos, foram determinados.

Na indústria E&P, é importante que se avalie as informações desde a data do primeiro óleo produzido, quando se estuda a engenharia econômica direcionada ao setor O&G, no entanto, no presente trabalho não foi possível à realização deste. Em decorrência de empresas privadas serem associadas à empresa de economia mista Petrobras, algumas informações não são disponibilizadas. Com isso, foram delimitados os dados somente referentes aos anos de 2015 a 2018, como margem de segurança para realização do trabalho.

1 I BACIA DO SOLIMÕES – AMAZONAS

Os resultados obtidos na primeira simulação referem-se à Bacia do Solimões, localizado no estado do Amazonas. De acordo com a tabela 10 e tabela 11, a seguir, foram inseridos no simulador para obtenção de resultados, correspondem à produção (Mbbl) e preço por barril (Dólar), conforme levantamentos realizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustível (ANP).

	Produção (Mbbl)	Preço do Barril (dólar)
ANO 2015	61,39	37,72
ANO 2016	49,69	54,07
ANO 2017	45,79	64,21
ANO 2018	45,73	56,46
ANO 2019		64,67
ANO 2020		67,00
ANO 2021		72,00
ANO 2022		75,00

Tabela 10: Dados para avaliação financeira da simulação 1.

Fonte: O autor, 2019.

Investimento Onshore Anual	708 M
CAPEX	87,5 M
OPEX	20 M
TAXA DE ROYALTIES	10%
TAXA DE TRIBUTOS	50%

Tabela 11: Investimentos e Custos Operacionais Bacia do Solimões

Fonte: O autor, 2019.

Ao fim da simulação obteve-se o seguinte resultado para o fluxo de caixa líquido anual da Bacia do Solimões, conforme demonstrado pelo Gráfico 3:

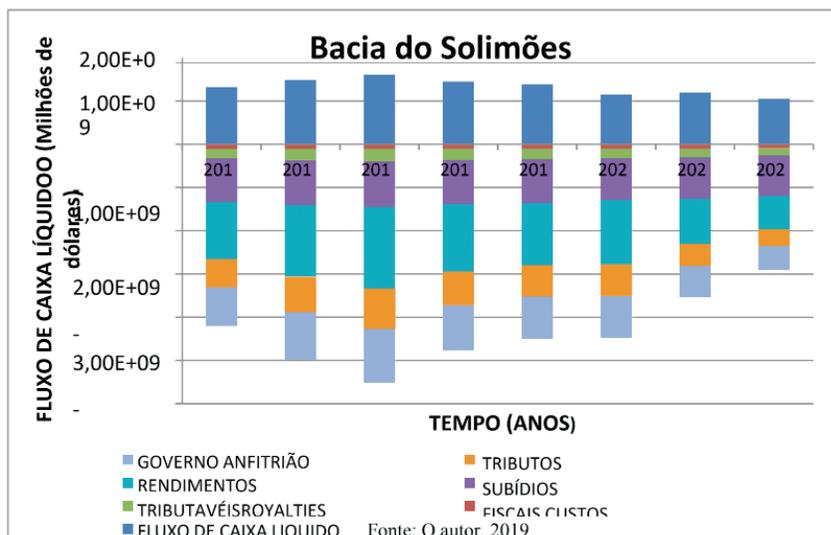



Gráfico 3: Fluxo de Caixa Líquido Anual da Bacia do Solimões.

Fonte: O autor, 2019.

O gráfico 3 relaciona o valor de fluxo de caixa líquido em relação ao tempo de produção anualmente, com ele pode-se afirmar que é proporcional à relação de lucro disponível após os descontos das despesas. No ano de 2017, houve um crescente aumento em relação ao pagamento das despesas pra exploração do reservatório, contudo também houve crescimento em relação à lucratividade. Em contraponto, o ano de 2022 estima-se que o valor de despesas e lucros são baixo. Em relação aos demais anos, que se deve ao fato de ser uma previsão onde se considera um decrescimento de investimento, custos operacionais e pagamentos ao governo.

Conforme discutido anteriormente, o resultado dos indicadores econômicos para a primeira simulação correspondente à Bacia do Solimões é vista na figura 22; onde se observam os cinco índices financeiros avaliados: o PIR e Custo VP por barril com base anual, os lucros mínimos e máximos, além da situação de investimento.

Indicadores Econômicos		
	ANO	VALOR
PIR	2022	36,0%
CUSTO VP/ BARRIL	2022	$ 4,35
LUCRO MÍNIMO	2022	$ 1.046.132.000,00
LUCRO MÁXIMO	2017	$ 1.601.266.155,00
SITUAÇÃO DE INVESTIMENTO	INVESTIMENTO VIÁVEL	

Figura 22: Resultados dos indicadores econômicos da simulação 1.

Fonte: Autor, 2019.

Os corolários vistos na figura 22 mostram que os anos com maior valor de PIR, Custo VP/ Barril e Lucro Mínimo detém-se ao ano de 2022. A distribuição percentual da razão lucro/investimento anualizada mostra-se no gráfico 4.

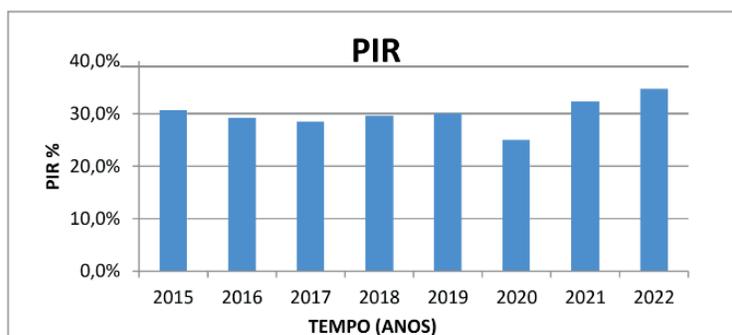



Gráfico 4: Valor de razão lucro/investimento (PIR) para Bacia do Solimões.

Fonte: O autor

O gráfico 4 avalia o valor de PIR (razão lucro/ investimento), é notável que durante os anos de produção cujo dados foram pesquisados há um estabilidade, em contraponto a partir do ano de 2020 onde se obteve uma queda devido ser um previsão e verificação da maior taxa 36% no ano de 2022, pois as perspectivas futuras informam mediante o gráfico 3 que haverá um decréscimo de despesas.

A distribuição do valor de Custo por barril em função do tempo foi mostrada conforme

o gráfico 5.

Gráfico 5: Custo VP/ Barril da Bacia do Solimões

Fonte: O autor, 2019.

Assim como, ao analisar o gráfico 5, o aumento do Custo VP/ Barril se refere ao ano de 2022 onde considera o maior em relação aos anos anteriores USD 4,38, devido à influência de previsão de baixa produção de petróleo. Também, em relação a possíveis causas do aumento do custo por barril, há influência da localização para escoamento do produto, pois a localização do estado do Amazonas no interior do país dificulta o escoamento do produto para exportação.

O valor de Lucro Máximo corresponde ao ano de 2017, mesmo havendo grandes valores de despesas, USD 1.601.266.155,00 Ao fim, são possíveis verificar a situação de investimento que será viável, caso algum investidor tenha interesse.

2 | BACIA DE CAMPOS – RIO DE JANEIRO

As análises também foram realizadas através da simulação 2 com os dados referentes à Bacia de Campos, localizada na cidade do Rio de Janeiro, as informações na tabela 12 e 11 correspondem à produção (Mbbl) e preço por barril (Dólar), conforme levantamentos realizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustível (ANP). Assim como na simulação 1, foram separadas somente as informações de interesse para avaliação do reservatório de Campos, é notável a diferença de produção em decorrência de sua localização geográfica, mas os preços não foram alterados em razão de não haver distinção quanto à localização da área de estudo.

	Produção (Mbbl)	Preço do Barril (dólar)
ANO 2015	10593,74	37,72
ANO 2016	8733,10	54,07
ANO 2017	7820,23	64,21
ANO 2018	7285,58	56,46
ANO 2019		64,67
ANO 2020		67,00
ANO 2021		72,00
ANO 2022		75,00

Tabela 12: Dados para avaliação financeira da simulação 2.

Fonte: O autor, 2019.

Investimento Offshore	82 B
CAPEX	9,7 B
OPEX	500 M
TAXA DE ROYALTIES	10%
TAXA DE TRIBUTOS	50%

Tabela 13: Investimentos e Custos Operacionais Bacia de Campos.

Fonte: O autor: 2019.

Embora os valores de capex e opex possam ser alterados de acordo com a localização e estrutura associada à área de projetos, no trabalho houve apenas uma estimativa através de literaturas, pois não havia uma precisão do que foi gasto durante os anos.

Ao fim da segunda simulação para Bacia de Campos, obtiveram-se os seguintes resultados do Fluxo de Caixa Líquido Anual da Bacia de Campos, conforme o Gráfico 6.

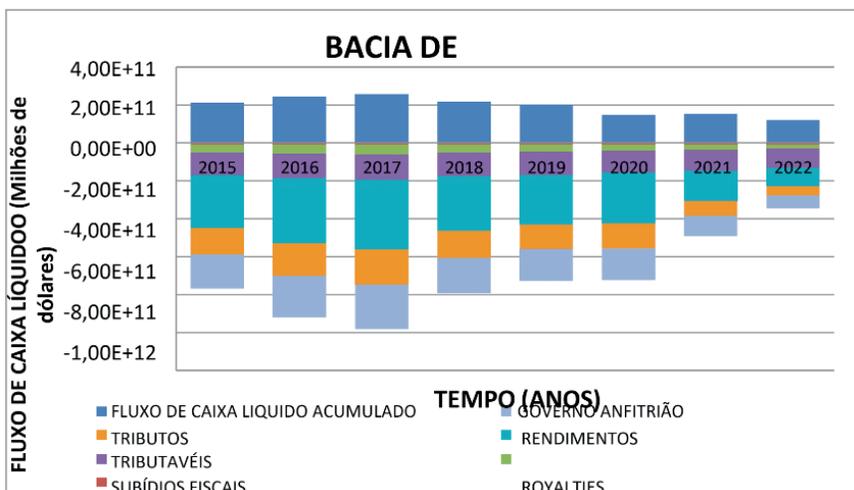



Gráfico 6: Fluxo de Caixa Líquido Anual da Bacia de Campos

Fonte: O autor, 2019.

Conforme o gráfico 6 pode-se afirmar que é proporcional a relação de lucro disponível após os descontos das despesas. Similar ao gráfico 3, no ano de 2017 há aumento em relação ao pagamento das despesas pra exploração do reservatório, assim como o ano de 2022 estima- se que o valor de despesas e lucros são pequenos.

Os resultados dos indicadores econômicos para a segunda simulação correspondente à Bacia de Campos, mostrado na figura 23; onde se observam os cinco índices financeiros avaliados: o PIR e Custo VP por barril com base anual, os lucros mínimos e máximos, além da situação de investimento.

Indicadores Econômicos		
	ANO	VALOR
PIR	2022	34,9%
CUSTO VP/ BARRIL	2022	$ 3,85
LUCRO MÍNIMO	2022	$ 120.411.329.500,02
LUCRO MÁXIMO	2017	$ 257.012.822.735,00
SITUAÇÃO DE INVESTIMENTO	INVESTIMENTO VIÁVEL	

Figura 23: Resultados dos indicadores econômicos da simulação 2.

Fonte: O autor, 2019.

Há similaridade em relação à simulação feita para Bacia do Solimões, visto que as diferenças ocorrem em decorrência da quantidade de produção, investimento e custos de

desenvolvimento do reservatório de Campos, por estar localizado em área offshore, onde se concentra a maior parte de hidrocarbonetos.

O índice visto na figura 23 mostra que os anos com maior valor de PIR, Custo VP/ Barril e Lucro Mínimo detém-se ao ano de 2022. A distribuição percentual da razão lucro/ investimento anualizada mostra-se no gráfico 7.

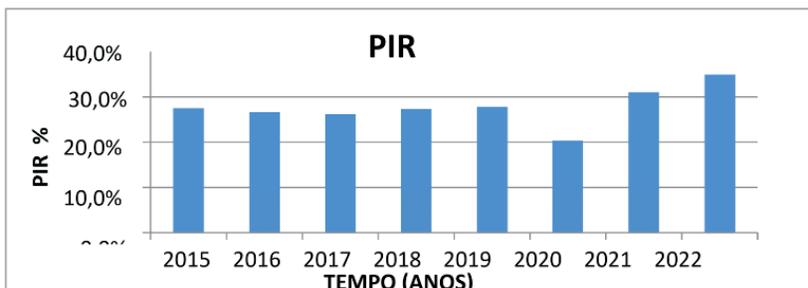



Gráfico 7: Valor de razão lucro/investimento (PIR) para Bacia de Campos.

Fonte: O autor, 2019.

Ao analisar o gráfico 7, há uma previsão que a taxa será de 34,9%, no ano de 2022 devido à diminuição de valores de despesas pagas pela empresa, no reservatório de Campos. Também é possível visualizar queda no ano de 2020, em decorrência do fluxo de caixa líquido acumulado disponível no gráfico 6 ser baixo devido principalmente à interferência do preço do barril e produção de óleo, assim como determinação a partir de previsões realizadas pelo simulador

O Custo VP por barril em função do tempo demonstra-se conforme o gráfico 8.

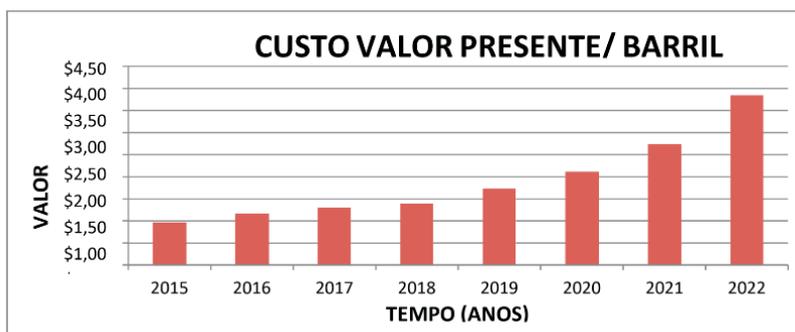



Gráfico 8: Custo VP/ Barril da Bacia de Campos.

Fonte: O autor, 2019.

No presente gráfico 8, é factível que o maior valor de custo por barril está previsto para o ano de 2022, USD 3,85, devido a previsão realizada. Assim como, de outro modo o

menor custo deteve-se no ano de 2015. Em comparação ao gráfico 5, Bacia do Solimões, necessita de mais gastos em relação ao custo por barril em decorrência de sua localização, no entanto em relação a posição geográfica, a Bacia de Campos é considerada favorável ao escoamento do produto para exportação por estar na costa brasileira.

Ao fim, pode-se afirmar que a situação de investimento que será viável, caso o investidor tenha interesse em saber os valores de lucro mínimo e máximo durante a estimativa da reserva, poderá encontrar ao fim da simulação, este representada pela figura 23.

Ademais, ao se comparar a análise das duas bacias observa-se que a bacia do Solimões, devido aos custos logísticos envolvidos detém de menores taxas de PIR e altos custos por barril. Em relação à Bacia de Campos, possui maior volume de hidrocarboneto, com isso as despesas em relação ao lucro são ínfimas, e por isso o custo por barril é menor do que os custos da Bacia do Solimões.

CONCLUSÃO

Considerando os dados levantados e as análises apresentadas no estudo, observou-se que o estudo quanto à economia do petróleo e a simulação do comporatamento do fluxo de caixa são importantes, para compreensão de alunos e profissionais que visam o emprego ou já atuam na área da indústria petrolífera, diante de questões decisivas.

O trabalho demonstra a metodologia empregada para o desenvolvimento do simulador de análise econômica, utilizando dados fornecidos por sites, relatórios anuais e literaturas da empresa Petrobras sobre: produção, preço do barril, custos operacionais, tributos pagos e investimentos realizados, das Bacias do Solimões e Bacia de Campos. Entre as limitações do presente trabalho, outras variáveis com maior complexidade deveriam ser incorporadas à análise de viabilidade, tais como Depreciação, Taxa Interna de Retorno (TIR), amortização e risco, mas o fato da empresa em análise ser uma empresa pública de capital misto, as informações são restritas.

Ao fim, foi verificado se havia ou não possibilidade de investimentos nas Bacias, os resultados apresentados demonstraram a situação de investimento sendo viáveis. Contudo, maior diferença relacionada ao estudo dos reservatórios deve-se a quantidade de produção de óleo, que advém da localização e a quantidade de área ocupada pelas reservas.

Contudo, foi observado que o estado do Amazonas em referência a exploração óleo, possui lucros positivos acompanhados de bons retornos de lucro/investimento, mas devido sua localização pode-se estimar que os custos em relação à produção de barril são maiores em relação à Bacia de Campos. No estado do Rio de Janeiro, as reservas tiveram comportamento esperados em relação aos lucros, devido sua localização, no entanto através do simulador pode-se observar um custo ínfimo sobre custo por barril. Entretanto, ao fim das análises, caso haja uma avaliação decisiva sobre investir ou não nessas áreas, é possível afirmar que sim para os dois casos realizados nesse estudo.

Portanto, os resultados obtidos na avaliação foram satisfatórios, visto o que foi proposto e as dificuldades encontradas ao longo da obtenção de dados e criação da plataforma computacional. No entanto, para futuros trabalhos sugere-se levantamento de dados de outras empresas, metódos optativos para geração de índices como riscos, depreciação, amortização, TIR, além da disponibilidade do simulador para aprendizagem da disciplina de engenharia econômica.

REFERÊNCIAS

ANDRADE, B. F., MENEZES, B. C., SAKAI, P. N., et al. “Utilização De Viscosidade, Densidade E O Unifac-Visco Para A Caracterização De Frações De Petróleo”, 4º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. 2007

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica, Atlas De Energia Elétrica Do Brasil. 2 ed. – Brasília: aneel, 2005.

ANP – Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis, acervos de dados. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados- tecnicos/acervo-de-dados>. acesso: julho, 2019

ANP-Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis, Preços. 2018. Disponível em:. http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/boletim- anual-de-precos > Acesso: julho, 2019

ANP-Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis, Programa Exploratório Mínimo Disponível em: <http://www. anp. gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e- gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-exploracao/programa-exploratorio-minimo>. Acesso: julho, 2019

ANP-Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis, Reservas. Disponível em: http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos/reservas-nacionais-de-petroleo-e- gas-natural > Acesso: julho, 2019.

ANP-Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis, Exploração E Produção De Óleo E Gás. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao- de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-exploracao> Acesso: julho, 2019.

ABDEL-AAL, H. K., ALSAHLAWI, M. A., Petroleum Economics and Engineering. 3° Edição. Londres, Nova York. 2013.

AMUI, S., Petróleo e Gás Natural para Executivos: exploração de áreas, perfuração e completação de poços e produção de hidrocarbonetos. Rio de Janeiro. 2010.

Bacia sedimentar do Amazonas é a terceira em produção de petróleo. Disponível em: <http://www.comciencia.br/dossies-1-72/reportagens/petroleo/pet12.shtml>. Acesso: Dezembro, 2019.

BARATA, C., CAPUTO, M., “Geologia Do Petróleo Da Bacia Do Solimões”. O “Estado Da Arte”. 4° PDPETRO, Campinas, SP, 2007

BITTENCOURT, A. C.; HORNE, R. N. Reservoir development and design optimization. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5-8, 1997, Paper No. SPE 38895, 14p.

BRIGHAM, E. F., HOUSTON, J. F. “FUNDAMENTOS DA MODERNA ADMINISTRAÇÃO FINANCEIRA”, Estados Unidos. 1999

CAMARGO, R., Fluxo de Caixa e DFC: tudo para você controlar suas entradas e saídas de dinheiro (+ Planilha). Publicado em 13 de junho de 2019. Disponível em: < https://www.treasy.com.br/blog/demonstrativo-de-fluxo-de-caixa-planilha/>. Acesso: Outubro, 2019

CARDOSO, L., Preço Do Petróleo Como Determinante Para O Aumento Das Reservas E Da Disponibilidade Energética. Curso De Graduação Em Ciências Econômicas. Universidade Federal Da Bahia. Salvador, 2009

CHAMBRIARD, M., Potencial Petrolífero da Bacia de Campos. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Diretoria II. Disponível em:< http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/Concluidas/2009/n14/Apresentacao_UEN F_Campos_Magda_FINAL.pdf>. Acesso: Novembro, 2019

CUNHA, E. S. M. A efetividade deliberativa dos conselhos municipais de saúde e de criança e adolescente no Nordeste. In: AVRTIER, L. (Org.). A participação social no Nordeste. Belo Horizonte: UFMG, 2007.

ÉIGENSON, A. “Correlation of viscosity, density, and chemical characteristics of crude oil and petroleum products” Chemistry and Technology of Fuels and Oils, v. 25, n.2, pp. 104- 109, 1989

ERNEST, L., JAMES, J., MORAN, D., et al. “Measurement problems in the instrument and laboratory apparatus fields, in systems of units”, National and International Aspects, American Association for the Advancement of Science, Washington, DC, 1959.

Importancia Do Fluxo De Caixa. Disponível em: <https://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/ufs/ap/artigos/a-importancia-do-fluxo-de- caixa-para-a-sobrevivencia-do-seu-negocio> Acesso: Setembro, 2019.

JAHN, F., COOK, M., GRAHAM, M., FERREIRA, D., Introdução À Exploração E Produção De Hidrocarbonetos. Rio de Janeiro, 2012.

FEBRANO, J, Delgado, F., “Petróleo, Boletim Energético”, Fundação Getúlio Vargas, 2017. Acesso em: https://bibliotecadigital. fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/20129/71019- 147679-1-PB.pdf?sequence=1&isAllowed=y

GARCIA BAUTISTA, D.F. “Estudo dos sistemas petrolíferos no setor central da bacia dos “Llanos Orientales”, Colômbia. Um modelo para explicar as mudanças na qualidade do petróleo”. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Acesso em: Dezembro, 2019.

GASPARETTO JUNIOR, “A Crise do Petróleo 2014”. Disponível em: . Acesso em: jul. 2019.

GUYAGULER, B., et al. “Optimization of well placement in a gulf of Mexico water flooding project”. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2000, Paper No SPE 63221, 10p.

HORNE, J. C. V., “Administraction Financeeira”. Espanha. 2000

LUSTOSA, M. C. J. “Meio ambiente, inovação e competitividade na Indústria Brasileira: a cadeia produtiva do petróleo”. 245 f. 2002. Tese (Doutorado em Economia)-Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

MARTINS, D. “Ipiranga: a trajetória de uma refinaria em Rio Grande (RS) rumo à consolidação de um grupo empresarial (1930-1967)”. 2008. 140 f. Programa de pós- graduação (Dissertação de Mestrado)- Faculdade de filosofia e Ciências humanas. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2008.

MASSUDA, E, “O Impacto Da Participação Especial Em Campos De Petróleo Marítimos Utilizando A Meta-Modelagem”. Pós-Graduação Em Geociências. Universidade Estadual De Campinas. São Paulo, 2008.

MENDONÇA, L. “Elos da cadeia produtiva”. Onip. FIESP. São Paulo, 2013. Disponível em: <https://www.fiesp.com.br/elos-da-cadeia-petroleo-e-gas/>. Acesso: Outubro, 2019.

MIRANDA, E., “Uma Aplicação Prática Em Excel Na Análise De Projetos De Viabilidade Econômica”. Universidade Federal de Santa Catarina. Monografia do curso de Ciências Econômicas. Florianópolis, 2010.

Modificação Relatório Anual Da Petrobras (2018) PG 104-- tabela 7. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L6404consol.htm>. Acesso: Setembro, 2019

PETROBRAS, Tecnologia Petrobras 2018. Relatório de tecnologia anual de 2018.

PETROBRAS, Relatório Anual De 2019. Disponível em: https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/206/Relatorio_anual_27_03.pdf>. Acesso: Novembro, 2019

TEIXEIRA, J. P.B. “Gás Natural: O energético mais competitivo”. Rio de Janeiro: Editora PoD, 2015.

TISSOT, B. P., WELTE, D. H. “Petroleum formations and occurrence”. 2 ed. Rev. Berlin:Springer-Verlag, p. 375-423,1984

THOMAS, J. E. “Fundamentos de Engenharia de Petróleo”, 2ª edição, Rio de janeiro: Editora Iterciência, 2001. 271 p.

THOMAS, J. E. “Fundamentos de engenharia de petróleo”. 3ª edição Rio de Janeiro: Interciência: 2004

SANTOS, R. N. M. dos; KOBASHI, N. Y. “Aspectos metodológicos da produção de indicadores em ciência e tecnologia”. In: Encontro Nacional De Ciência Da Informação, 6, 2005, Salvador. Anais... Salvador: Cinform, 2005.

SANSONE, E, “Geologia Do Petróleo”, Engenharia de Minas e de Petróleo, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Disponível em: HTTPS://edisciplinas. usp.br/pluginfile.php/1346759/mod_resource/content/1/PMI3101%20- %20Prof%20Sansone%20-%2004%20-%20Geologia%20do%20Petroleo.pdf>

SANTOS, R. N. M. dos; KOBASHI, N. Y. “Aspectos metodológicos da produção de indicadores em ciência e tecnologia”. In: Encontro Nacional De Ciência Da Informação, 6., 2005, Salvador. Anais... Salvador: Cinform, 2005.

SAITO, R., SCHIOZER, D. J., CASTRO, G. N. “Simulação De Técnicas De Engenharia De Reservatórios: Exemplo De Utilização De Opções Reais”, São Paulo, 2000.

SOUZA, F. R. “Impacto do preço do petróleo na política energética mundial”. 2006. 160f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético)-Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

Segementos da indústria do Petróleo. Disponível em:<navalunivali.wordpress.com/2012/02/27/petroleo-que-e-upstream-midstream-e downstream/>. Acesso em: Outubro, 2019.

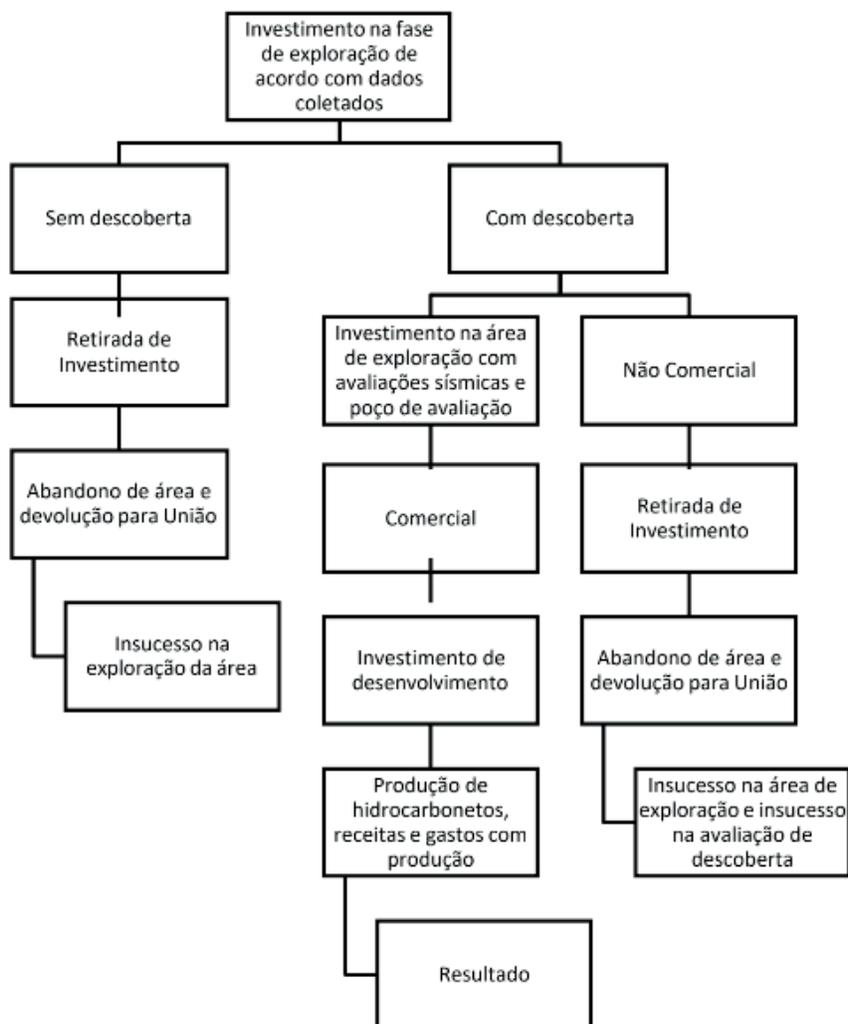
SCHIAVI, M. T. “Cenário petrolífero: sua evolução, principais produtores e tecnologias”. Revista Digital de Biblioteconomia e Ciência da Informação, Campinas, SP, v. 13, n. 2, p. 259-278, maio/ago. 2015. ISSN 1678-765X. Acesso em: Maio, 2015.

SOUZA, F. R. “Impacto do preço do petróleo na política energética mundial”. 2006. 160f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético)-Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

TISSOT, B., WELTE, D., “Petroleum Formation and Ocurrence”. Berlin Heidelberg NewYork Tokyo, 1984.

VIEIRA, P.L., GARCIA, C.B., GUIMARÃES H., B., TORRES, E.A., PEREIRA, O.L.S, “gás natural: benefícios ambientais no estado da bahia”. 132f. salvador: solisluna design e editora, 2005.

WAUQUIER, J.-P. “Petroleum Refining: Crude oil, petroleum products, process flowsheets”. v. 1. Éditions Technip, 1995.

APÊNDICES

Apêndice A: Fluxograma de representação da decisão do investidor.

Fonte: O autor, 2019.

	Petróleo (MMm³)			Gás (MMm³)		
	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes
Mar						
Alagoas	0,11	0,11	-	502,25	502,25	-
Camamu	3,83	14,36	0,05	11.948,82	13.944,71	4.278,87
Campos	1.037,32	1.684,22	311,27	109.838,97	186.566,11	28.181,78
Ceará	4,00	4,00	1,60	255,94	255,94	97,51
Espírito Santo	6,12	8,56	1,73	5.406,05	7.247,81	1.696,64
Potiguar	17,35	20,45	0,30	2.256,65	2.480,26	1.279,65
Recôncavo	0,06	0,06	0,02	-	-	-
Santos	896,43	1.999,60	150,51	226.912,95	435.898,41	35.811,25
Sergipe	0,95	12,40	1,12	1.580,68	4.776,69	769,32
Mar Total	**1.966,18**	**3.743,78**	**466,61**	**358.702,31**	**651.672,18**	**72.115,03**
Terra						
Alagoas	0,69	1,96	0,06	1.525,98	2.907,72	309,47
Amazonas	-	0,08	0,08	-	1.898,14	1.851,58
Camamu	0,02	0,02	0,02	27,42	27,42	-
Espírito Santo	3,34	8,25	1,78	556,45	766,87	107,73
Parnaíba	0,03	0,03	-	12.603,90	17.533,40	-
Potiguar	31,68	42,36	3,36	1.696,88	2.108,82	70,60
Recôncavo	27,13	41,27	3,28	6.208,37	10.195,52	507,14
Sergipe	33,88	43,31	3,29	1.374,02	1.566,01	37,49
Solimões	9,18	9,76	0,13	46.661,68	49.327,24	9.017,34
Tucano Sul	0,003	0,003	0,002	100,05	100,05	37,45
Terra Total	**105,94**	**147,03**	**12,00**	**70.754,75**	**86.431,19**	**11.938,80**
Total (MMm³)	**2.072,1**	**3.890,8**	**478,6**	**429.457,1**	**738.103,4**	**84.053,8**
Total (MMbbl)	**13.033,7**	**24.473,2**	**3.010,4**			

Apêndice B - PUBLICAÇÃO DOS DADOS DE RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO BRASIL EM 31/12/2015

	Petróleo (MMm³)			Gás (MMm³)		
	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes
Mar						
Alagoas	0,07	0,07	0,00	456,20	456,20	0,00
Camamu	3,78	14,32	0,07	9.690,14	12.193,64	4.549,08
Campos	912,75	1.388,41	394,11	92.480,39	171.395,72	36.810,68
Ceará	2,49	7,09	0,04	257,61	509,99	1,99
Espírito Santo	5,03	6,90	1,42	5.941,52	6.769,96	1.211,09
Potiguar	14,00	18,99	0,44	2.164,44	2.730,00	921,74
Recôncavo	0,12	0,13	0,08	0,00	0,00	0,00
Santos	972,36	2.006,58	309,26	203.782,22	364.541,51	49.647,62
Sergipe	0,37	7,41	3,15	1.062,02	2.751,73	1.771,77
Mar Total	**1.910,97**	**3.449,92**	**708,57**	**315.834,55**	**561.348,74**	**94.913,97**
Terra						
Alagoas	0,58	1,26	0,00	1.295,39	2.626,87	296,98
Amazonas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Barreirinhas	0,00	0,00	0,00	143,78	143,78	0,00
Camamu	0,00	4,45	0,00	34,88	34,88	0,00
Espírito Santo	3,79	8,85	1,36	675,01	829,74	25,99
Parnaíba	0,01	0,02	0,00	15.628,70	20.268,42	0,00
Potiguar	30,79	39,37	2,93	1.656,74	2.241,23	94,31
Recôncavo	28,93	50,69	3,19	5.535,77	10.301,34	466,65
Sergipe	31,20	53,15	11,46	1.151,72	1.628,99	40,05
Solimões	7,47	7,90	0,52	36.198,06	38.686,31	7.423,35
Tucano Sul	0,00	0,00	0,00	108,16	108,16	5,06
Terra Total	**102,78**	**165,70**	**19,47**	**62.428,22**	**76.869,74**	**8.352,39**
Total (MMm³)	**2.013,75**	**3.615,62**	**728,04**	**378.262,77**	**638.218,48**	**103.266,35**
Total (MMbbl)	**12.666,10**	**22.741,55**	**4.579,24**			

Apêndice C - PUBLICAÇÃO DOS DADOS DE RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO BRASIL EM 31/12/2016

	Petróleo (MMm³)			Gás (MMm³)		
	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes
Mar						
Alagoas	0,06	0,06	0,00	394,97	394,97	0,00
Camamu	3,76	14,31	0,07	8.296,29	11.326,07	3.543,04
Campos	830,85	1.243,28	581,00	81.225,64	138.321,07	53.968,03
Ceará	1,74	2,00	5,59	197,49	216,94	334,61
Espírito Santo	4,35	6,23	2,55	5.329,52	8.086,09	93,35
Potiguar	14,22	18,80	0,53	1.909,61	2.406,32	989,44
Recôncavo	0,10	0,10	0,08	0,00	0,00	0,00
Santos	1.090,10	2.323,32	358,65	205.428,87	368.445,32	30.871,90
Sergipe	0,51	0,61	1,57	966,75	1.255,15	1.183,91
Mar Total	**1.945,69**	**3.608,71**	**950,04**	**303.749,15**	**530.451,94**	**90.984,28**
Terra						
Alagoas	0,57	1,37	0,00	1.159,85	2.482,94	296,98
Amazonas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Camamu	0,00	4,41	0,00	34,88	34,88	0,00
Espírito Santo	4,04	7,85	2,89	404,83	485,64	163,31
Parnaíba	0,03	0,04	0,00	16.516,22	20.822,21	0,00
Potiguar	27,78	36,82	3,66	1.599,12	2.254,83	124,84
Recôncavo	23,47	35,49	4,79	6.196,47	10.302,43	661,80
Sergipe	32,16	54,85	11,04	1.027,42	1.580,23	50,94
Solimões	6,86	7,28	0,19	39.188,46	40.757,09	1.729,89
Tucano Sul	0,00	0,00	0,00	41,63	41,63	41,64
Terra Total	**94,92**	**148,11**	**22,58**	**66.168,88**	**78.761,87**	**3.069,40**
Total (MMm³)	**2.040,61**	**3.756,82**	**972,62**	**369.918,02**	**609.213,81**	**94.053,68**
Total (MMbbl)	**12.835,06**	**23.629,66**	**6.117,60**			

Apêndice D - PUBLICAÇÃO DOS DADOS DE RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO BRASIL EM 31/12/2017

	Petróleo (MMm³)			Gás natural (MMm³)		
	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes
Mar						
Alagoas	0,04	0,04	0,00	341,39	341,39	0,00
Camamu	3,73	14,27	0,05	5.800,69	8.328,30	2.264,78
Campos	779,65	1.158,28	543,88	78.996,77	118.617,06	46.716,03
Ceará	4,39	4,49	2,38	353,81	359,90	60,52
Espírito Santo	5,68	8,51	0,13	4.516,12	8.812,89	1.385,42
Potiguar	11,12	17,28	0,12	1.849,74	2.827,34	142,20
Recôncavo	0,10	0,19	0,02	0,00	0,00	0,00
Santos	1.217,72	2.468,96	175,66	207.512,50	348.315,22	18.643,94
Sergipe	0,50	1,12	6,69	81,65	157,60	2.951,10
Mar Total	**2.022,93**	**3.673,14**	**728,92**	**299.452,66**	**487.759,71**	**72.164,00**
Terra						
Alagoas	0,51	0,85	0,51	867,51	2.238,56	606,46
Amazonas	0,00	0,00	0,00	3.631,00	4.303,30	0,00
Barreirinhas	0,00	0,00	0,00	143,78	143,78	0,00
Camamu	0,00	4,36	0,01	34,88	34,88	0,00
Espírito Santo	4,43	7,59	3,45	213,99	395,73	182,34
Mucuri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Parnaíba	0,04	0,04	0,00	20.528,68	25.576,98	0,00
Potiguar	21,00	26,47	11,78	1.572,56	1.948,48	108,48
Recôncavo	20,11	30,54	8,95	5.630,79	9.344,25	1.971,19
Sergipe	28,83	41,67	18,13	1.093,97	1.308,59	283,72
Solimões	6,91	7,27	0,84	35.260,19	36.770,55	5.735,36
Tucano Sul	0,00	0,00	0,00	20,46	20,46	49,66
Terra Total	**81,83**	**118,80**	**43,66**	**68.997,82**	**82.085,57**	**8.937,20**
Total (MMm³)	**2.104,76**	**3.791,93**	**772,59**	**368.450,48**	**569.845,28**	**81.101,20**
Total (MMbbl)	**13.238,53**	**23.850,54**	**4.859,42**			

Apêndice E - PUBLICAÇÃO DOS DADOS DE RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO BRASIL EM 31/12/2018

SOBRE OS AUTORES

ANDREZA DE OLIVEIRA MIRANDA – Possui graduação em Engenharia de Petróleo e Gás pela Universidade Federal do Amazonas – UFAM e atualmente é mestranda em geociências pela Universidade Federal do Amazonas – UFAM.

NATÁLIA HINKELMANN PADILHA – Possui graduação em Engenharia de Petróleo e Gás pela Universidade Federal do Amazonas – UFAM, possui experiência na área de Processos e transporte fluvial pela Companhia de Navegação da Amazônia – Cna.

SÁVIO RAIDER MATOS SARKIS – Mestre em Engenharia de Materiais pela Universidade Luterana do Brasil – ULBRA, possui Licenciatura em Física e Matemática pela Universidade Federal do Amazonas - UFAM, graduação em Engenharia Mecânica pelo Instituto de Tecnologia da Amazônia e graduação em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Amazonas – UFAM. Atualmente é professor do Centro Federal de Educação Tecnológica do Amazonas e da Universidade Federal do Amazonas.

KETSON PATRICK DE MEDEIROS FREITAS – Possui graduçãoem Engenharia de Petróleo e Gás pela Universidade Federal do Amazonas – UFAM e atualmente é mestrando Ciências do Ambiente e Sustentabilidades no Amazonas pela Universidade Federal do Amazonas – UFAM.

ANA CAROLINA MONTE ALMEIDA – Mestre em Engenharia Química pela Universidade Federal do Pará com ênfase em processos de sorção, síntese e caracterização de materiais – UFPA, possui graduação em Engenheira de Petróleo e Gás pela Universidade Federal do Amazonas – UFAM.

AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE FLUXO DE CAIXA ATRAVÉS DE PLANILHAS DINÂMICAS: ESTUDO DE CASOS

www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br
@atenaeditora
www.facebook.com/atenaeditora.com.br

Atena Editora

Ano 2021

AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE FLUXO DE CAIXA ATRAVÉS DE PLANILHAS DINÂMICAS: ESTUDO DE CASOS

@atenaeditora

www.facebook.com/atenaeditora.com.br